



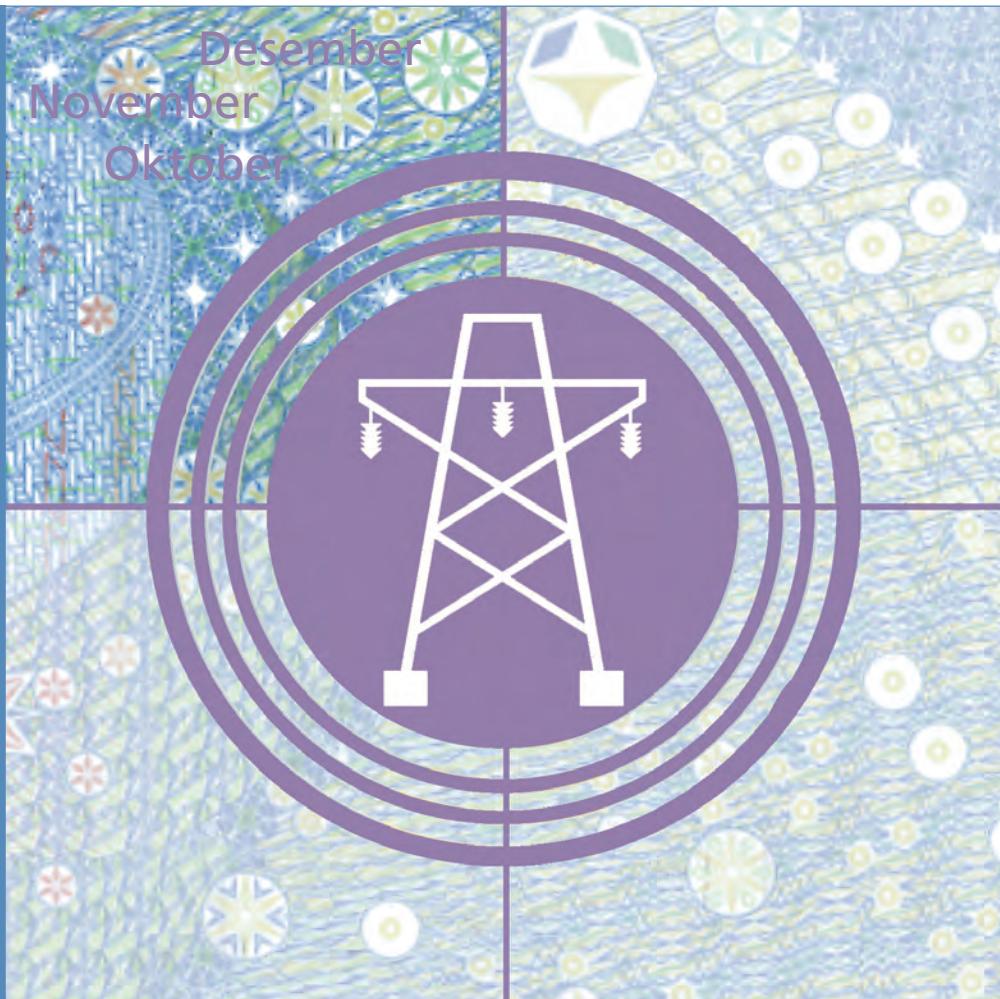
# Kvartalsrapport for kraftmarknaden

4. kvartal 2010

*Tor Arnt Johnsen (red.)*

3  
2011

R A P P O R T



## Rapport nr. 3

### Kvartalsrapport for kraftmarknaden

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

**Redaktør:** Tor Arnt Johnsen

**Forfattere:** Stian Henriksen, Knut Ola Aamodt, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Viggen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Knut Hofstad, Seming Haakon Skau, Kjell Thorsen Kristian Rasmussen, og Tor Arnt Johnsen, som også har leia arbeidet.

**Trykk:** NVEs hustrykkeri

**Opplag:** 25

**Forsidefoto:**

**ISBN:** 978-82-410-0735-4

**ISSN:** 1501-2832

**Samandrag:** I fjerde kvartal var været kaldt og tørt, og det kom 25,9 TWh nedbøren energi. Dette er 13,4 TWh mindre enn normalt. Tilsiget var 17,3 TWh, 4,9 TWh mindre enn normalt. I heile 2010 kom det 100,1 TWh nedbøren energi, 22,4 TWh mindre enn normalt. Det norske kraftforbruket var 37,7 TWh i fjerde kvartal, opp 5,8 prosent frå 2009. I 2010 var forbruket 130,4 TWh, ein auke på 6,6 TWh frå 2009. Auken har samanheng med kaldt vær og auka aktivitet i kraftintensiv industri. I fjerde kvartal 2010 vart det produsert 36,9 TWh, ein nedgang på 5,5 prosent frå same kvartal i 2009. Nedgangen har samanheng med lågt tilsig til magasina. I 2010 var den totale kraftproduksjonen 122,8 TWh mot 132,8 i 2009. Nettoimporten var på 0,8 TWh i fjerde kvartal og 7,5 TWh for 2010 som heilskap. I fjerde kvartal var dei gjennomsnittlege elspotprisane mellom 476 og 541 kr/MWh, ein auke på mellom 31 og 48 prosent frå tredje kvartal. Det er òg ein auke på mellom 63 og 75 prosent frå året før. Med ein pris på 53,4 øre/kWh var fastpriskontrakt den billegaste kontraktsformen. Gjennomsnittleg pris for landsdekkjande leverandørar av standard variabel kontrakt var 58,6 øre/kWh, medan marknadspriskontrakt kosta mellom 58,6 og 69,6 øre/kWh.

**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

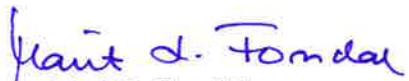
<b>Forord .....</b>	<b>iii</b>
<b>Samandrag .....</b>	<b>iv</b>
<b>1 Kraftmarknaden i fjerde kvartal 2010.....</b>	<b>1</b>
1.1 Ressursgrunnlaget.....	4
1.1.1 Tilsig i Noreg .....	4
1.1.2 Tilsig i Sverige .....	5
1.1.3 Temperatur.....	5
1.1.4 Nedbør .....	7
1.1.5 Snø .....	8
1.1.6 Grunn- og markvatn.....	10
1.2 Magasinutviklinga .....	11
1.2.1 Lite tilsig ga magasinfulling godt under normalt .....	11
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland.....	12
1.3 Produksjon.....	14
1.3.1 Noreg – nedgang i produksjonen.....	16
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa.....	18
1.4 Forbruk .....	21
1.4.1 Noreg – rekordhøgt kraftforbruk.....	22
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa .....	25
1.5 Andre energiberarar i Noreg .....	28
1.6 Kraftutveksling .....	31
1.6.1 Noreg .....	33
1.6.2 Dei andre nordiske landa.....	34
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden .....	35
1.7.1 Spotmarknaden .....	35
1.7.2 Terminmarknaden .....	37
<b>1.8 Sluttbrukarmarknaden .....</b>	<b>43</b>
1.8.1 Prisar og kontraktar.....	43
1.8.2 Leverandørskifte .....	49
1.8.3 Marknadsdelar .....	52
1.9 Utsikter for framtidig kraftproduksjon.....	59
<b>2 Forskjellar og likskapar mellom vinteren i år og vinteren 2002/2003.....</b>	<b>60</b>
2.1 Temperaturtilhøve, kraftforbruk og -produksjon.....	60
2.2 Magasinfulling og energitilsig .....	64
2.3. Engrosprisar på elektrisk kraft.....	66
2.4. Utveksling .....	68
2.4. Oppsummering .....	71
<b>3 Vedlegg.....</b>	<b>72</b>

# Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i fjerde kvartal 2010. Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er fjerde utgåve i kvartalsrapportens 7. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vil kvartalsrapporten vanlegvis bli 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, Knut Ola Aamodt, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Viggen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Knut Hofstad, Seming Haakon Skau, Kjell Thorsen, Kristian Rasmussen, og Tor Arnt Johnsen, som også har leia arbeidet.

Oslo, 15. februar 2011

  
Marit L. Fossdal  
avdelingsdirektør

# Samandrag

I fjerde kvartal 2010 kom det nedbør i område med vasskraftverk som kan gje ein produksjon på 25,9 TWh. Dette er 13,4 TWh mindre enn normalt. Totalt i 2010 kom det 100,1 TWh nedbørenenergi, 22,4 TWh mindre enn normalt. Tilsiget til magasina var 17,3 TWh i fjerde kvartal, 4,9 TWh mindre enn normalt. For året som heilskap var det nyttbare tilsiget 100,7 TWh, 21,8 TWh mindre enn normalt. Den reduserte nedbøren og det reduserte tilsiget i 2010 har samanheng med fleire langvarige periodar med kaldt og tørt vær. Nivået i norske vassmagasiner var 71,3 prosent ved inngangen til kvartalet, som er 16,7 prosenteiningar under normalen. Gjennom kvartalet sank magasinfyllinga til 45,3 prosent ved utgangen av året. Det er 26,3 prosenteiningar under det normale for årstida.

Det innanlandske kraftforbruket var 37,7 TWh i fjerde kvartal 2010, ein auke på 5,8 prosent frå tilsvarende kvartal i 2009. I 2010 var forbruket 130,4 TWh, ein auke på 6,6 TWh frå 2009. Auken har samanheng med kaldare vær og høgare aktivitet i industrien. I alminnelig forsyning var det temperaturkorrigerte forbruket i fjerde kvartal 27,5 TWh, ein auke på 1,6 prosent frå tilsvarende kvartal i 2009. Samla for 2010 var det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning 94,4 TWh.

I fjerde kvartal 2010 vart det produsert 36,9 TWh elektrisk kraft i Noreg, ein nedgang på 5,5 prosent frå same periode i 2009. Nedgangen har samanheng med lågt tilsig og låg magasinfylling. I 2010 var den totale norske kraftproduksjonen 122,8 TWh mot 132,8 i 2009. Av produksjonen i 2010 var om lag 116,8 TWh vasskraft, 5,1 TWh varmekraft og 0,9 TWh vindkraft.

I fjerde kvartal hadde Noreg ein nettoimport på 0,8 TWh, medan det i tilsvarende kvartal i 2009 var 3,5 TWh nettoeksport. I 2010 hadde Noreg ein nettoimport på 7,5 TWh, mot ein nettoeksport på 9 TWh i 2009. Høgt forbruk som følgje av kaldt vær og auka aktivitetsnivå i industrien, samt lite nedbør og tilsig til vassmagasina, medvirka til denne utviklinga.

Fra tredje til fjerde kvartal 2010 auka den gjennomsnittlege elspotprisen i dei norske elspotområda med mellom 31 og 48 prosent. Snittprisen enda på 509, 476, 541, 540 og 507 kr/MWh i høvesvis Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg. Dette er òg ein auke på mellom 63 og 75 prosent frå fjerde kvartal 2009. I 2010 var snittprisen 436, 407, 467, 462 og 415 kr/MWh i dei tilsvarende områda. Dette er ein auke på mellom 38 og 50 prosent frå året før. Kaldt vær, høgt forbruk og nedbør under normalt er medverkande årsaker til prisauken.

Også prisen på ein terminkontrakt med levering ved Nord Pool med levering i første og andre kvartal 2011 auka frå høvesvis 415 og 359 kr/MWh ved inngangen til kvartalet, til 659 og 499 kr/MWh ved utgangen av kvartalet. Stabilt kaldt vær, høgt forbruk og rask nedtapping av magasina gjennom kvartalet medvirka til utviklinga.

I fjerde kvartal 2010 var fastpriskontrakt den billegaste kontraktsformen. Den 3-årige fastpriskontrakten koste 53,4 øre/kWh, medan den 1-årige kontrakten koste 57,1 øre/kWh. Gjennomsnittleg pris for landsdekkjande leverandørar av standard variabel kontrakt var 58,6 øre/kWh. Marknadspriskontrakt var billegast i Nord-Noreg, kor snittprisen var 55,9 øre/kWh. I dei øvrige elspotområda varierte snittprisen mellom 61,4 og 69,6 øre/kWh.

# 1 Kraftmarknaden i fjerde kvartal 2010

## Mindre tilsig enn normalt

I fjerde kvartal 2010 var det nyttbare tilsiget i Noreg 17,3 TWh. Det er 4,9 TWh mindre enn normalt og 2,2 TWh mindre enn i same kvartal i 2009. I 2010 har det nyttbare tilsiget vore 100,7 TWh. Det er 21,8 mindre enn normalt og 24 TWh mindre enn i 2009.

## Rekordkald november og desember

I oktober var temperaturen i Noreg under eller omtrent som normalt, medan temperaturane i Nord-Noreg var litt over normalt. I november og desember var gjennomsnitttemperaturen høvesvis 3,9 og 4,7 grader kaldare enn normalt.

## Mindre nedbør enn normalt

I oktober kom det om lag som normalt med nedbør, medan det i både november og desember kom betydeleg mindre nedbør enn normalt over store deler av landet. I fjerde kvartal kom det 25,9 TWh nedbørenergi, 13,4 TWh mindre enn normalt. Totalt i 2010 kom det 100,1 TWh, 22,4 TWh mindre enn normalt.

## Lågare magasinfylling enn normalt

2010 starta med ein fyllingsgrad under det normale for årstida og litt under nivået ved inngangen til 2009. Ein uvanleg kald vinter med lite tilsig og høg vasskraftproduksjon førte til høg tapping fram mot våren. Årets lågaste fyllingsgrad var i veke 16 med 22,8 prosent, eller 11,9 prosenteiningar under normalen. Trass i ein nedbørsrik sommar førte lite snø i fjellet til at avstanden til medianen auka mot hausten. Fyllingsgraden kulminerte med 71,3 prosent i veke 40. Det er 16,7 prosenteiningar under normalen.

## Sterk nedtapping av magasina i fjerde kvartal

I fjerde kvartal vart været igjen kaldt og tørt, og magasina vart tappa raskt. Ved utgangen av 2010 var fyllingsgraden i norske magasin 45,3 prosent, eller 26,3 prosenteiningar under det normale for årstida. Det er det lågaste som er registrert i perioden 1982-2010.

## Høgt nordisk kraftforbruk

Det samla nordiske kraftforbruket var 111,5 TWh i fjerde kvartal i 2010. Det er 7,2 TWh meir enn i 2009. Det kalde været i november og desember medverka til auken. Det nordiske kraftforbruket har aldri vore høgare i årets siste kvartal enn i 2010. I 2010 var det nordiske kraftforbruket 394,3 TWh, ein auke på 19,4 TWh frå året før. Auken har samanheng med kaldare vær og auka aktivitetsnivå i økonomien.

## Lågare vasskraftproduksjon, men auka produksjon av kjernekraft og termisk kraft

I årets fjerde kvartal vart det produsert 106,1 TWh i Norden. Det er 4,8 prosent meir enn i same periode i 2009. Auken har samanheng med auka kjernekraft- og øvrig kraftproduksjon, medan den nordiske vasskraftproduksjonen vart redusert frå same periode i 2009. I 2010 vart det produsert 375,6 TWh i Norden, ein auke på 2,4 prosent frå 2009.

## **Rekordhøgt norsk kraftforbruk i fjerde kvartal**

Det norske elektrisitetsforbruket var 37,7 TWh i fjerde kvartal 2010, mot 35,7 TWh i same kvartal i 2009. Det er ein auke på 5,8 prosent. Forbruket i dette kvartalet er det høgaste nokon gang. Den tidlegare rekorden var 35,8 TWh i 2007. I 2010 var det norske elektrisitetsforbruket 130,4 TWh, ein auke på 6,6 TWh frå 2009. Forbruket i 2010 er ny rekord, 1,6 TWh høgare enn den tidlegare rekorden frå 2008 og nesten på nivå med gjennomsnittleg årsproduksjon.

## **Nedgang i norsk produksjon**

Kraftproduksjonen i Noreg var på 36,9 TWh i fjerde kvartal 2010, ein nedgang på 5,5 prosent frå same periode i 2009. Nedgangen har samanheng med lågt tilsig og låg magasinfylling. I 2010 var den totale norske kraftproduksjonen 122,8 TWh mot 132,8 i 2009. Det er ein nedgang på 7,5 prosent. Av produksjonen i 2010 var om lag 116,8 TWh vasskraft, 5,1 TWh varmekraft og 0,9 TWh vindkraft.

## **Nordisk og norsk nettoimport**

Det var til saman ein nordisk nettoimport på 18,8 TWh i 2010, som er rekordhøgt. Det er òg 10,9 TWh meir enn i same periode året før. I fjerde kvartal var den nordiske nettoimporten 5,4 TWh, ein auke på 2,4 TWh frå same kvartal i 2009. Høgt nordisk forbruk kombinert med tørt vær og låg svensk kjernekraftproduksjon ligg bak den høge importen.

## **Auke i alle dei nordiske spotprisane**

Den norske kraftutvekslinga gjekk frå 9,0 TWh nettoeksport i 2009 til 7,5 TWh nettoimport i 2010. Det meste av nettoimporten i 2010 kom frå Sverige. I fjerde kvartal hadde Noreg ein nettoimport på 0,8 TWh, medan det i same kvartal i 2009 var 3,5 TWh nettoeksport.

Frå tredje til fjerde kvartal 2010 auka den gjennomsnittlege elspotprisen i dei norske elspotområda med mellom 31 og 48 prosent. Snittprisen enda på 509, 476, 541, 540 og 507 kr/MWh i høvesvis Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg. Dette er òg ein auke på mellom 63 og 75 prosent frå fjerde kvartal 2009. Kaldt vær, høgt forbruk og nedbør under normalt er medverkande årsaker til prisauken.

Øg i dei andre nordiske landa auka prisen på elektrisk kraft. I Sverige og Finland var snittprisen 542 og 541 kr/MWh i fjerde kvartal 2010. Det er ein auke på 46 og 42 prosent frå 3. kvartal og på 62 prosent frå 4. kvartal 2009. På Jylland og Sjælland vart snittprisen 429 og 536 kr/MWh, ein auke på 16 og 39 prosent frå 3. kvartal 2010 og på 40 og 37 prosent frå 4. kvartal 2009.

## **Betydeleg auke i dei nordiske terminprisane**

Snittprisen ved den tyske kraftbørsen EEX auka òg, og var 406 kr/MWh i fjerde kvartal 2010. Det er ein auke på 16 prosent frå 3. kvartal 2010 og på 29 prosent frå 4. kvartal i 2009.

## **Svak auke i dei tyske terminprisane**

Ved inngangen til fjerde kvartal 2010 var prisen for ein terminkontrakt ved Nord Pool med levering i fyste og andre kvartal 2011 høvesvis 415 og 359 kr/MWh. Gjennom kvartalet auka prisen med 59 og 39 prosent og enda på 659 og 499 kr/MWh. Kaldt vær, høgt forbruk og lite nedbør medvirka til prisauken. Ved den tyske kraftbørsen EEX kostar tilsvarende kontraktar 413 og 365 kr/MWh. Gjennom kvartalet auka prisen med 4 og 3 prosent til 429 og 377 kr/MWh.

**Fastpriskontrakt den  
billigaste  
kontraktstypen i fjerde  
kvartal 2010.**

**Auke i prisane på  
spotpriskontraktar**

I fjerde kvartal 2010 var fastpriskontrakt den billegaste kontraktsformen. Den 3-årige fastpriskontrakten kosta 53,4 øre/kWh, medan den 1-årige kontrakten kosta 57,1 øre/kWh. Dette er ei auke på høvesvis 3,3 og 6,1 øre/kWh frå 3. kvartal 2010. Gjennomsnittleg pris for landsdekkjande leverandørar av standard variabel kontrakt var 58,6 øre/kWh, som er ei auke på 8,6 øre/kWh frå 3. kvartal 2010 og på 22,2 øre/kWh frå tilsvarende kvartal i 2009.

Marknadsporskontrakt var billegast i Nord-Noreg, kor snittprisen var 55,9 øre/kWh. I Aust-, Sørvest-, Vest- og Midt-Noreg var snittprisen høvesvis 65,5, 61,4, 65,3 og 69,6 øre/kWh. Marknadsporskontrakten auka i pris med mellom 14,1 og 21,4 øre/kWh frå 3. kvartal 2010 og med mellom 17,6 og 27,4 øre/kWh frå 4. kvartal i 2009.

# 1.1 Ressursgrunnlaget

## 1.1.1 Tilsig i Noreg

### Lite tilsig i 2010

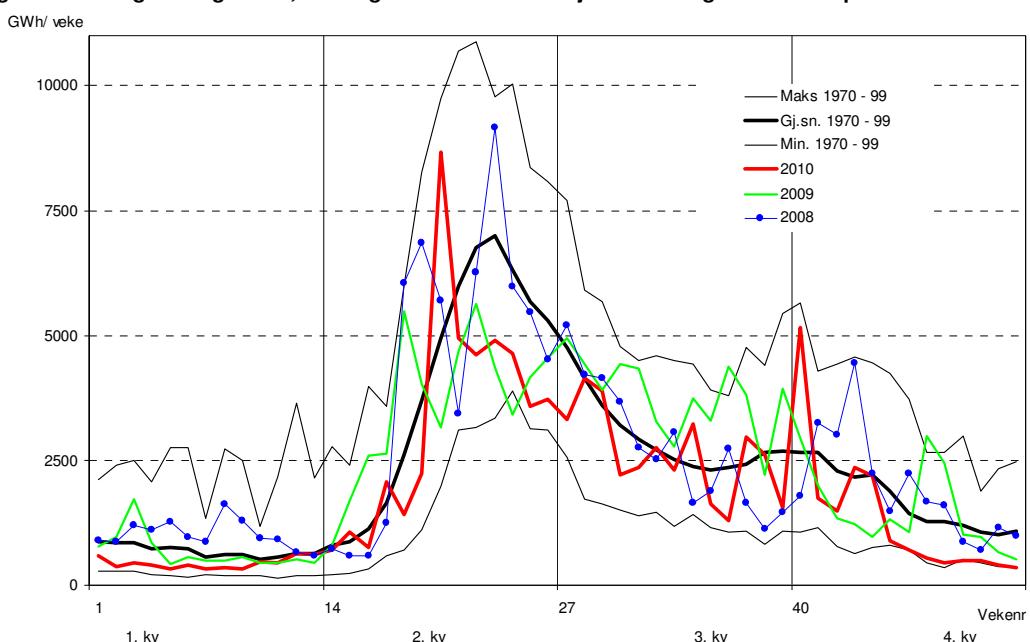
I fjerde kvartal 2010 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 17,3 TWh eller 4,9 TWh mindre enn normalt. Tilsiget var 2,2 TWh mindre enn for same kvartal i 2009. I 2010 har tilsiget vore 100,7 TWh. Det er nesten 22 TWh mindre enn normalt, og vel 24 TWh mindre enn i 2009.

Tilsiget i 2010 er det lågaste årlege tilsiget sidan 1996, då tilsiget var 92,2 TWh. Dei siste to åra (2009-2010) har tilsiget vore 225,5 TWh eller 19,5 TWh mindre enn normalt.

Ressurstilgang TWh	4.kv. 2010	Avvik frå normalt	Siste 12 månader	Avvik frå normalt
<b>Tilsig Noreg</b>	17,3	- 4,9	100,7	- 21,8
<b>Nedbør Noreg</b>	25,9	- 13,4	100,1	- 22,4
<b>Tilsig Sverige</b>	7,8	- 2,6	63,7	1,4
<b>Snø Noreg</b>		Utgangen av 2010 ca -50 %		Utgangen av 2009 ca -25 %

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. Dei lågaste tilsiga i 2010 kom i januar-mars (veke 2-11) og i desember (veke 48-52), med under 0,5 TWh/veke. Fjerde kvartal byrja med høgt tilsig i veke 40, som ga det største tilsiget med rundt 5,2 TWh. Denne veka vart deler av Sør-Noreg ramma av flaum. Fram til starten av november heldt tilsiget seg rundt eller litt under normalt. Resten av året vart prega av kaldt vær, lite nedbør og lågt tilsig i heile landet. I dei siste vekene av året sank tilsiget til under 0,5 TWh. Frå veke 45 og ut året låg tilsiget på omlag same nivå som det minste som er observert i normalperioden 1970-99.

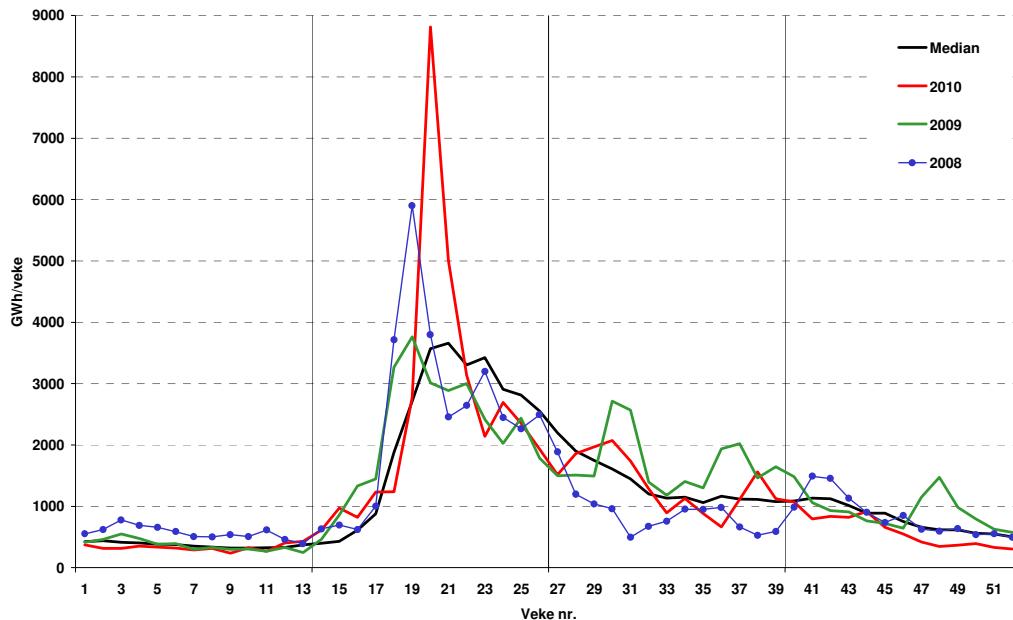
Figur 1.1.1 Tilsig i Noreg i 2008, 2009 og 2010. GWh/veke. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot



### 1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 7,8 TWh i fjerde kvartal 2010, eller 2,6 TWh mindre enn normalt og 4,3 TWh mindre enn i same periode i 2009. I 2010 har tilsiget til dei svenska kraftmagasina vore 63,7 TWh. Det er 1,4 TWh meir enn normalt, men 4 TWh mindre enn i 2009. Dei siste to åra (2009-2010) har tilsiget i Sverige vore 131,4 TWh. Det er 6,8 TWh meir enn normalt.

**Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2008, 2009 og 2010. GWh/veke. Kjelde: Svensk energi**

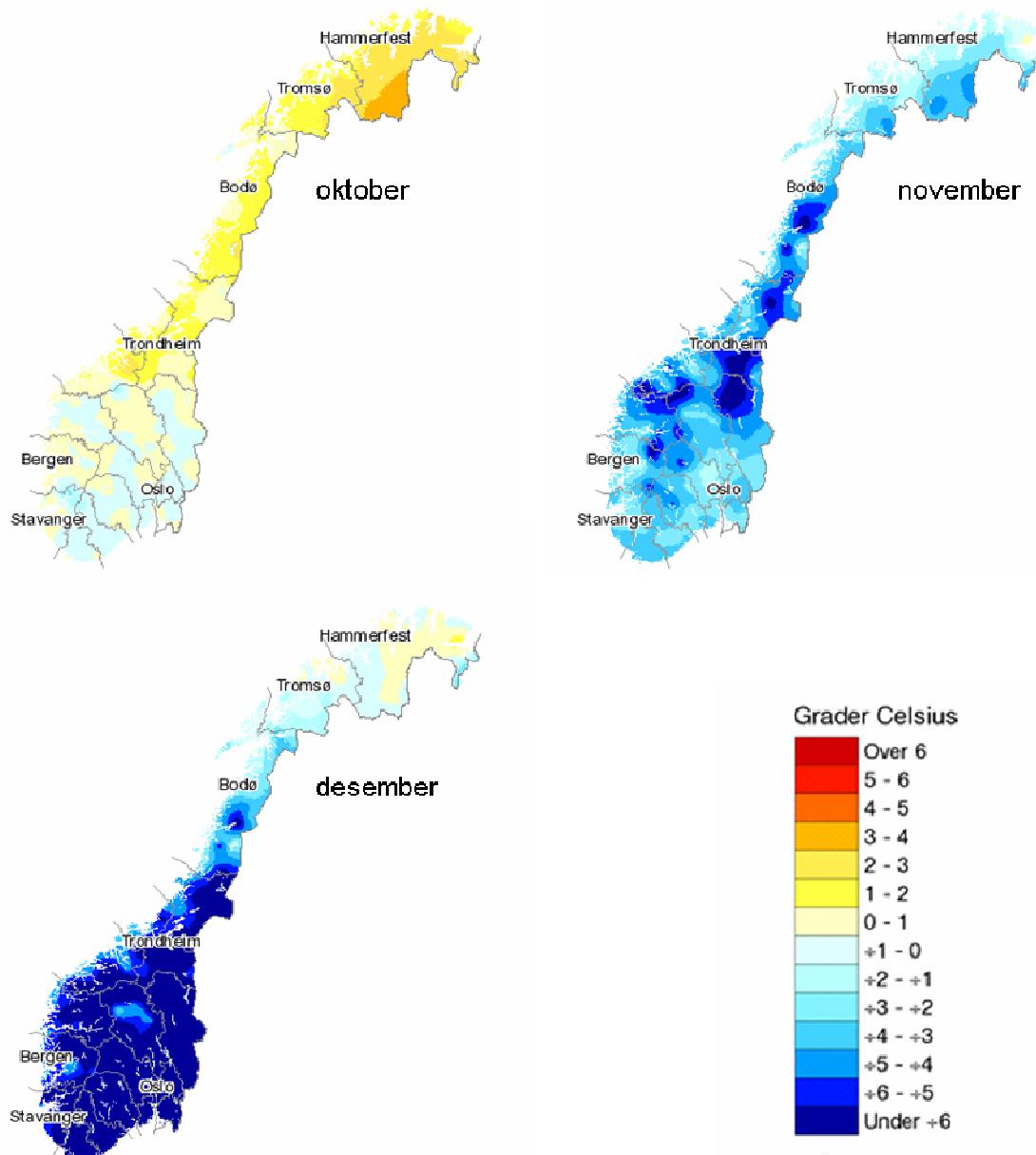


### 1.1.3 Temperatur

I oktober var temperaturen i Noreg under eller omtrent som normalt i Sør-Noreg, medan temperaturane i Nord-Noreg var litt over normalt. I november og desember var det derimot rekordkaldt med temperaturar godt under normalt. I november var det 3,9 grader under normalt i heile landet. Dette er den kaldaste november sidan 1919. Relativt sett var det kaldast i Midt-Noreg og deler av Nordland. I desember var det 4,7 grader kaldare enn normalt. Dette er den fjerde kaldaste desember sidan 1900. Dei største avvika var i Sør- og Midt-Noreg, medan lengst nord i landet var temperaturane nærmere normalt.

For heile året var temperaturane under normalt i heile landet. Statistikk frå met.no viser at temperaturen for Noreg i 2010 var om lag 1 grad under normalt, og at året var det kaldaste sidan 1941 og det tiande kaldaste sidan 1900.

Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C fra normalt (1971-2000) i oktober, november og desember 2010. Kjelde: NVE og met.no

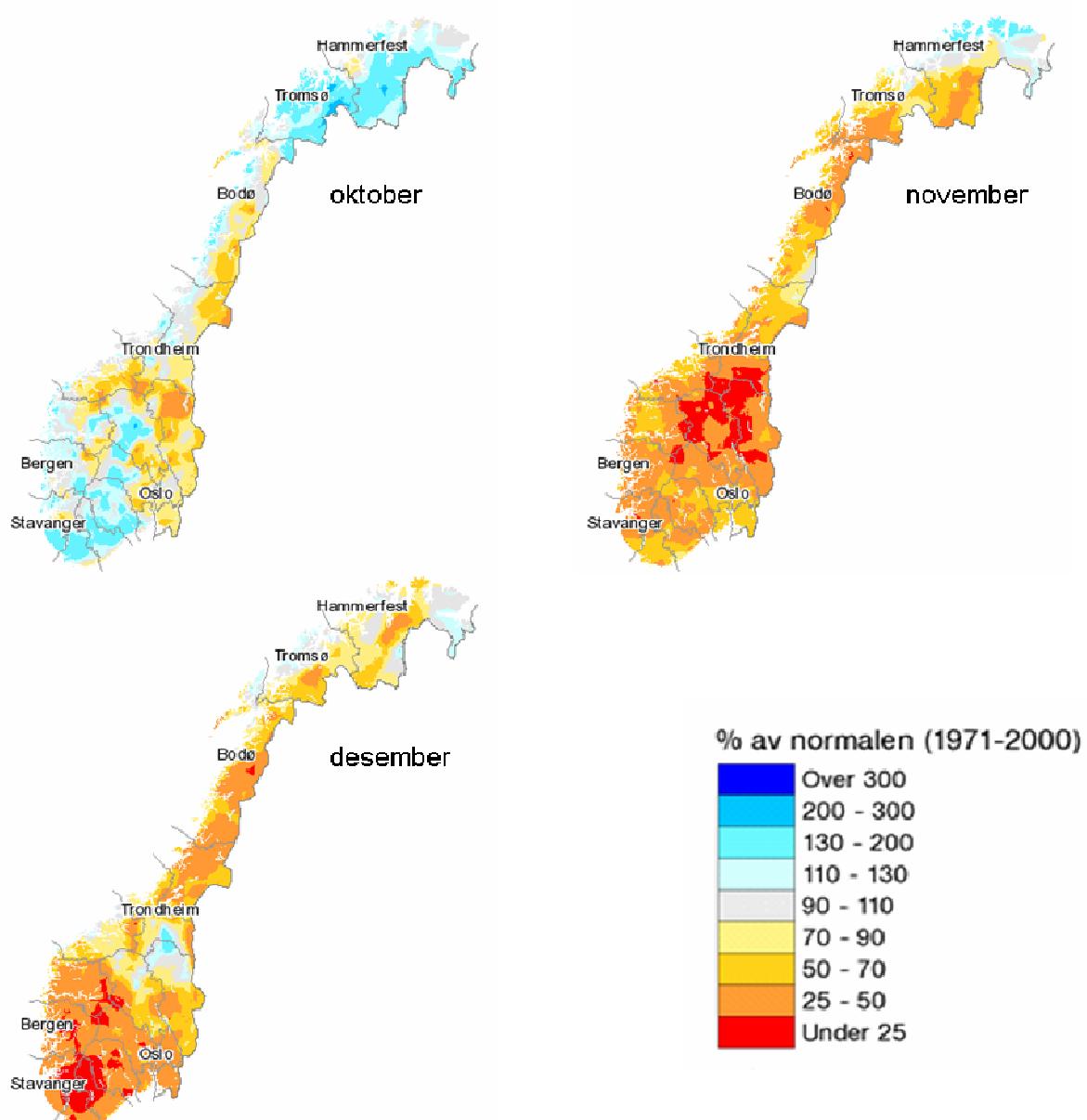


#### 1.1.4 Nedbør

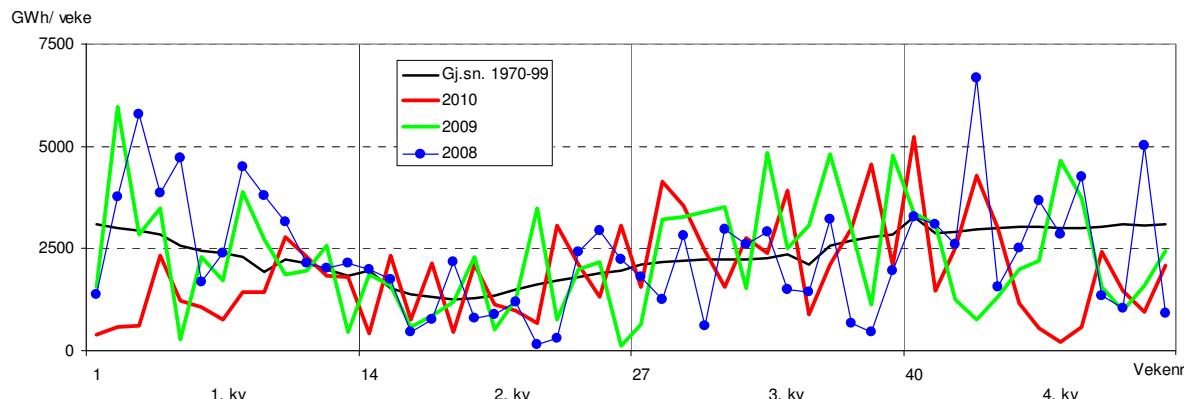
I oktober kom det normalt med nedbør, medan det i både november og desember kom betydeleg mindre nedbør enn normalt over store deler av landet. I november kom det kring 50 prosent av normalt med nedbør, og for Austlandet var månaden den nest tørraste siden 1900. Berre Finnmark hadde rundt normalt med nedbør. Det fortsette med lite nedbør i desember med rundt 55 prosent av normalt og var med dette den fjerde tørraste desember siden 1900. Enkelte område i Sør-Noreg fekk berre 10-20 prosent av normalt med nedbør denne månaden. Delar av Nord-Noreg og Hedmark fekk noko meir enn normalt med nedbør.

I 2010 har det i følgje met.no kome omrent 85 prosent av normale nedbørmengder for heile landet.

**Figur 1.1.3 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) i oktober, november og desember 2010. Kjelde: NVE og met.no**



**Figur 1.1.5 Berekna nedbørenergi per veke i 2008, 2009 og 2010. GWh/veke. Kjelde: NVE**



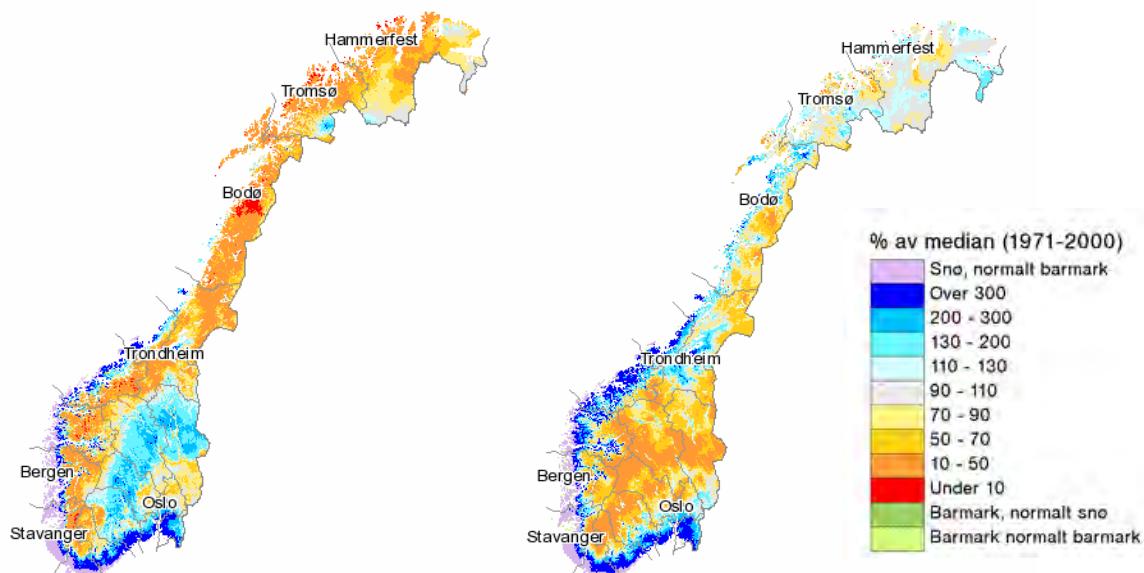
I fjerde kvartal kom det 26 TWh nedbørenergi eller drygt 13 TWh mindre enn normalt. Totalt for 2010 har det kome 100 TWh eller vel 22 TWh mindre enn normalt.

### 1.1.5 Snø

Snøsituasjonen ved utgangen av 2009 og 2010 er vist i figur 1.1.5. I store trekk var det mindre snø i fjellet i Sør-Noreg enn ved førre årsskifte, medan det var noko meir snø nord i landet og langs kysten.

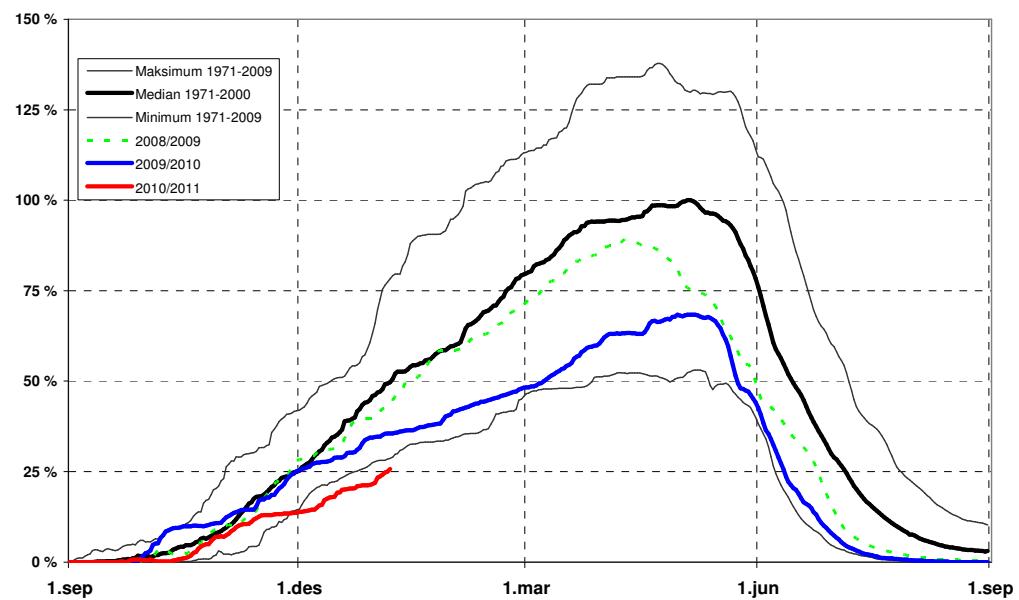
Utviklinga i snømagasinet, målt som energi i prosent av median kulminasjon for dei siste tre åra er vist i figur 1.1.6. Ein relativ normal oktober førte til at snømagasinet i starten av vintersesongen 2010/2011 låg rundt normalt. Lite nedbør i stort sett heile landet i november og desember førte til at snømagasinet ved årsskiftet var kring 50 prosent mindre enn normalt. Dette er det lågaste snømagasinet som er observert i perioden 1971-2009. Ved førre årsskifte var det kring 25 prosent mindre snø enn normalt.

**Figur 1.1.6 Snømengde ved årsskiftet 2009/10 (venstre) og 2010/11 (høgre) i prosent av median for perioden 1971 -2000. Kjelde: NVE og met.no.**



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

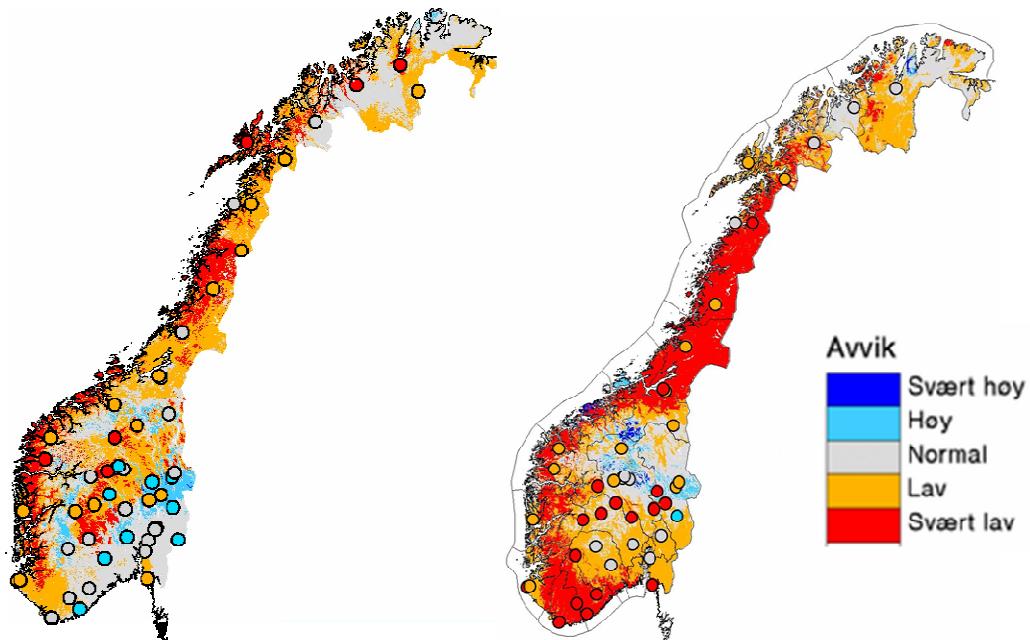
Kjelde: NVE og met.no.



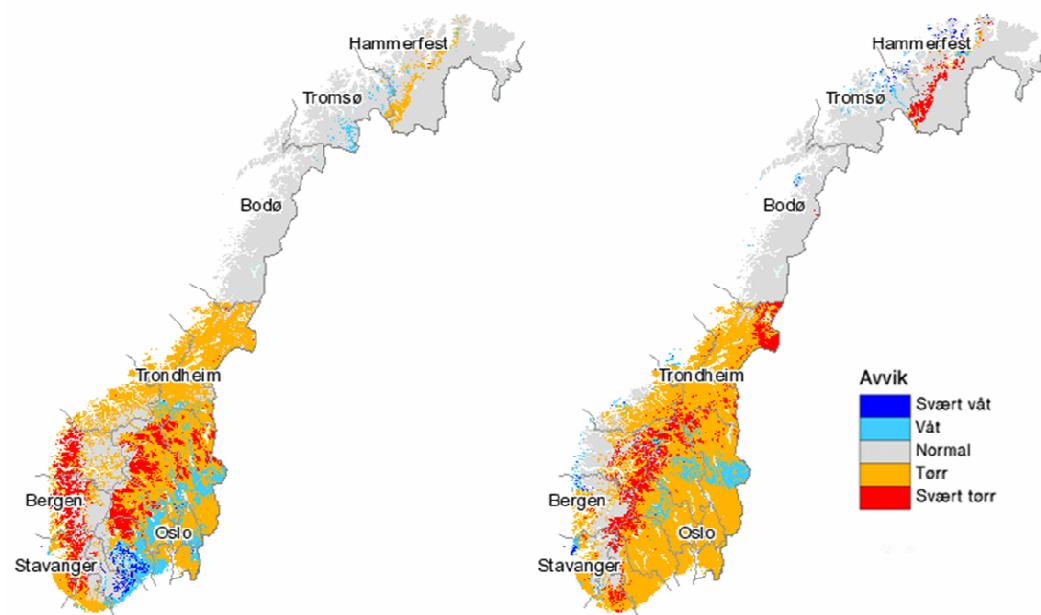
## 1.1.6 Grunn- og markvatn

Grunnvasstanden var 1. januar 2011 lågare enn normalt langs kysten og i store deler av Trøndelag og Nordland. Indre deler av Agder og på Vestlandet sør for Stavanger viser målingar lågare grunnvasstand enn normalt. Berekningar viser at det mange stader i landet var tørrare i bakken ved utgongen av 2010 enn eitt år tidlegare, medan det i Troms og Finnmark var omtrent normale forhold ved begge årsskifta. Grunn- og markvasstilhøva er vist i figur 1.1.7 og 1.1.8.

Figur 1.1.8 Grunnvasstand ved årsskiftet 2009/10 (venstre) og 2010/11 (høgre) i prosent av normalt for perioden 1990 – 2008. Sirklane på kartet viser til målte verdiar. Kjelde: NVE.



Figur 1.1.9 Markvatnunderskot ved årsskiftet 2009/10 (venstre) og 2010/11 (høgre). Avvik i forhold til normalt for perioden 1990 - 2008. Kjelde: NVE.



## 1.2 Magasinutviklinga

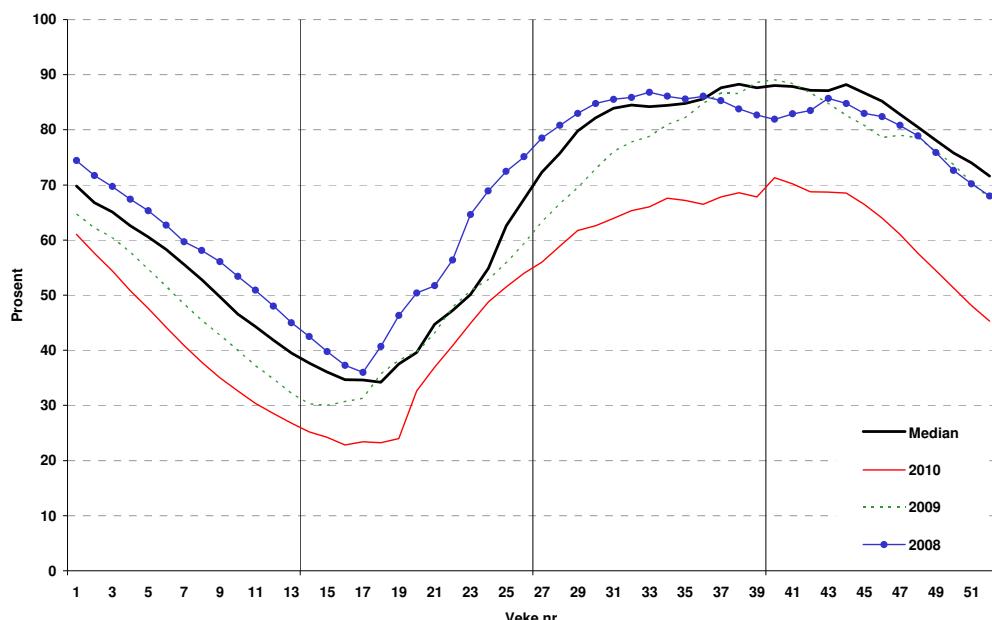
### 1.2.1 Lite tilsig ga magasinfylling godt under normalt

2010 starta med fyllingsgrader under det normale<sup>1</sup> for årstida og litt under nivået ved inngangen til 2009. Ein uvanleg kald vinter med lite tilsig og forholdsvis høg vasskraftproduksjon førte til sterkare tapping av magasina enn normalt fram mot våren. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i slutten av april (veke 16) med 22,8 prosent

Magasin-fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 4. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2010	2009	Median	
Noreg	45,3	67,6	71,6	84,3
Sverige	44,4	58,2	66,5	33,8
Finland	43,2	57,1	64,6	5,5

eller 11,9 prosenteiningar under medianverdien. Varmt vær med sterkt snøsmelting i slutten av mai førte til større auke i magasinfyllinga enn normalt fram til midten av juni. Til tross for ein sommar med nedbør over normalt var tilsiget godt under normalt. Årsaka til dette var lite snø i fjellet, og at mesteparten av snøen hadde smelta i løpet av juni. Dette førte til aukande avstand til normalen. Fyllingsgraden kulminerte med 71,3 prosent i starten av oktober (veke 40), eller 16,7 prosenteiningar under medianen. Kaldt og tørt vær med lite tilsig ga rask nedtapping av magasina på slutten av året. Ved utgangen av 2010 var fyllingsgraden i norske magasin 45,3 prosent. Det er den lågaste fyllingsgrad som er registrert i perioden 1982-2010 og 26,3 prosenteiningar under det normale for årstida. Fyllinga ved utgangen av 2010 var 22,3 prosenteiningar lågare enn til same tid i 2009. Det svarar til ei energimengde på 18,8 TWh.

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasin (100 prosent = 84,3 TWh) i 2008, 2009 og 2010, prosent. Kilde: NVE



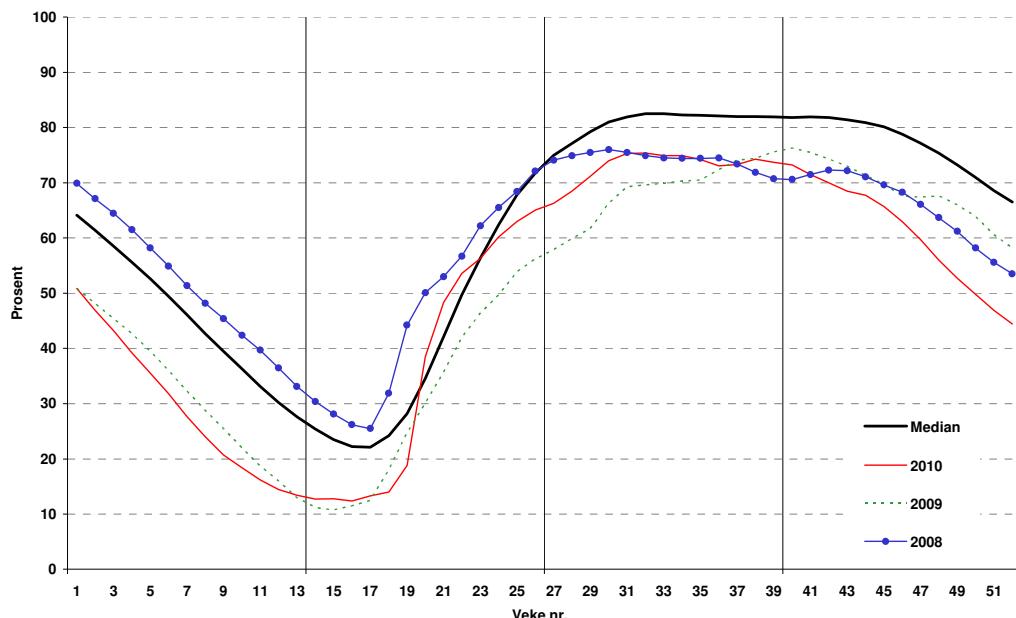
<sup>1</sup> Median for perioden 1990-2007

## 1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved utgangen av 2009 var fyllingsgraden for svenske magasin 58,2 prosent. Det er 8,3 prosenteiningar under medianverdien<sup>1</sup> til same tid. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i slutten av april (veke 16) med 12,4 prosent, mens magasinnivået kulminerte med 75,4 prosent i midten av august (veke 32). Ved utgangen av 2010 var magasinfyllinga 44,4 prosent, eller 22,1 prosenteiningar under normalt. Fyllinga ved utgangen av 2010 var 13,8 prosenteiningar lågare enn til same tid i 2009. Det svarar til ei energimengde på 4,7 TWh.

**Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,8 TWh) i 2008, 2009 og 2010, prosent.**

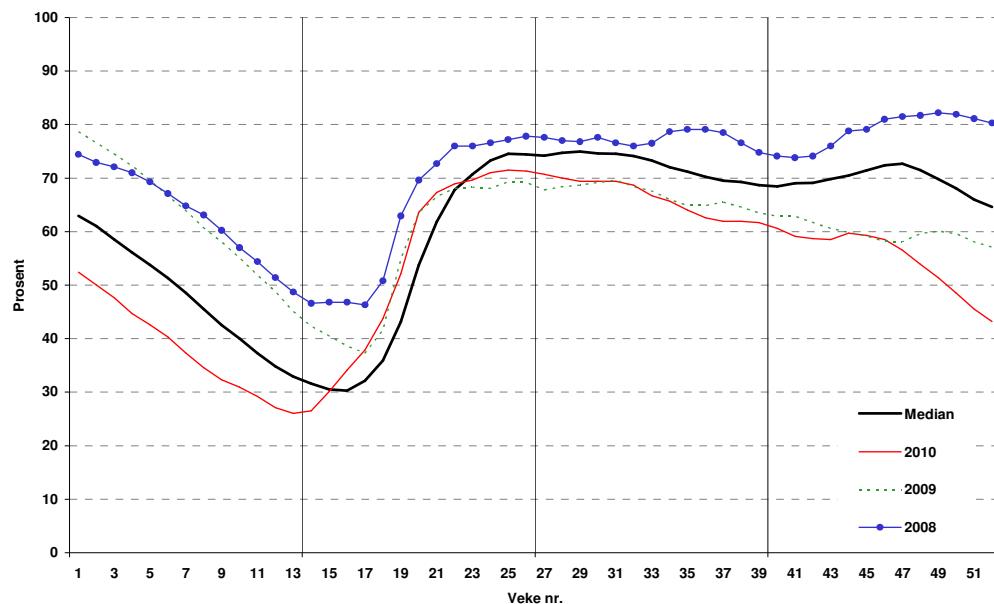
Kilde: Svensk Energi



Ved utgangen av 2009 var fyllingsgraden for finske magasin 57,1 prosent. Det er 7,5 prosenteiningar under medianverdien til same tid for perioden 1978-2001. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i starten av april (veke 13) med 26,0 prosent, mens magasinnivået kulminerte med 71,5 prosent i slutten av juni (veke 25). Ved utgangen av 2010 var magasinfyllinga 43,2 prosent, eller 21,4 prosenteiningar under medianverdien på same tidspunkt. Fyllinga ved utgangen av 2010 var 13,9 prosenteiningar lågare enn til same tid i 2009. Det svarar til ei energimengde på 0,8 TWh.

<sup>1</sup> Middelverdier for perioden 1950-2006.

**Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasin (100 prosent = 5,5 TWh) i 2008, 2009 og 2010, prosent.**  
Kilde: Nord Pool Spot



I sum er det dermed lagra 5,4 TWh mindre energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av 2010. Den lagra vassmengda i Norden ved utgangen av 2010 var 55,6 TWh, eller 24,2 TWh mindre enn til same tid i 2009 og 30,8 TWh mindre enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

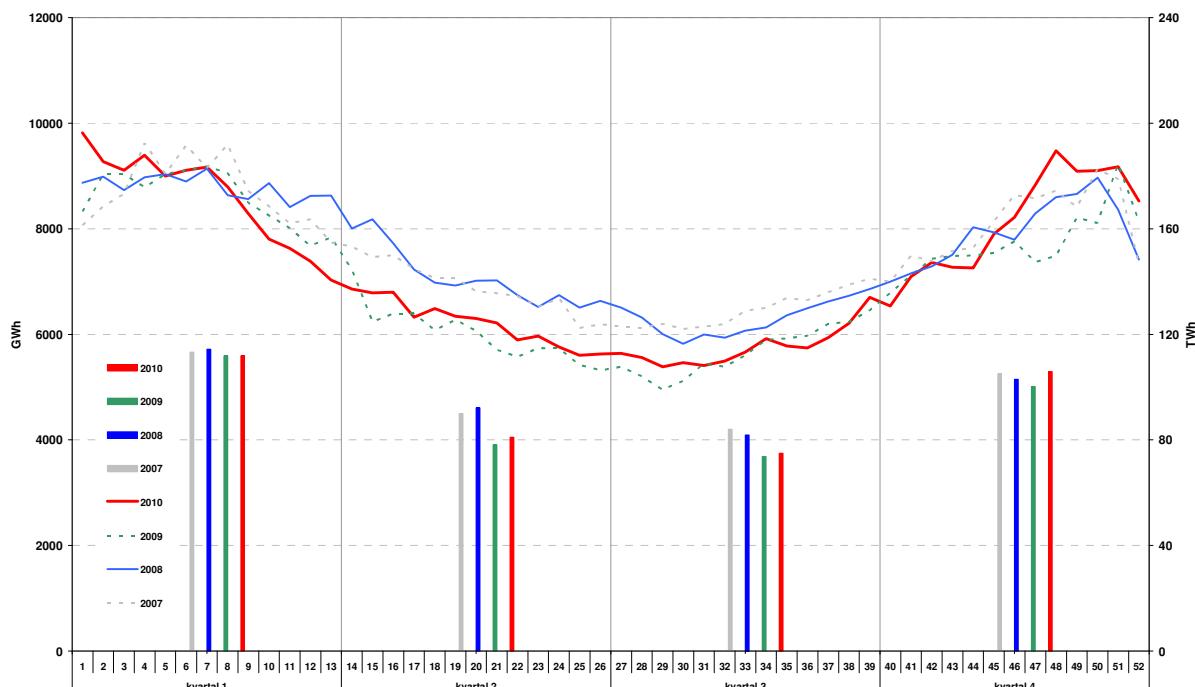
## 1.3 Produksjon

I fjerde kvartal 2010 vart det produsert 106,1 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 4,8 prosent meir enn i tilsvarende periode i 2009. Medan vasskraftproduksjonen var lågare i fjerde kvartal i 2010 enn i 2009, auka kjernekraft- og øvrig kraftproduksjon monaleg.

TWh	4.kv. 2010	Endring frå 4.kv. 2009	2010	Endring frå 2009
<b>Noreg</b>	36,9	-5,5 %	122,8	-7,5 %
<b>Sverige</b>	37,2	11,5 %	141,7	7,7 %
<b>Finland</b>	20,9	9,3 %	74,5	8,5 %
<b>Danmark</b>	11,1	14,3 %	36,5	7,8 %
<b>Norden</b>	106,1	4,8 %	375,6	2,4 %

Den samla nordiske kraftproduksjonen var 375,6 TWh i 2010. Det er 8,6 TWh meir enn i 2009. Produksjonen auka i alle landa med unntak av Noreg. I Noreg var kraftproduksjonen 10,0 TWh lågare i 2010 enn i 2009. Lågare tilsig gjennom året og lågare magasinfylling ved inngangen til 2010 enn 2009 har medverka til lågare vasskraftproduksjon. I dei andre nordiske landa auka produksjonen med om lag 7-8 prosent. Det er hovudsakleg termisk kraftproduksjon som har auka i 2010. I dei tre siste kvartala i 2010 har òg den svenske kjernekraftproduksjonen vore høgare enn i 2009.

**Figur 1.3.1 Samla nordisk kraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



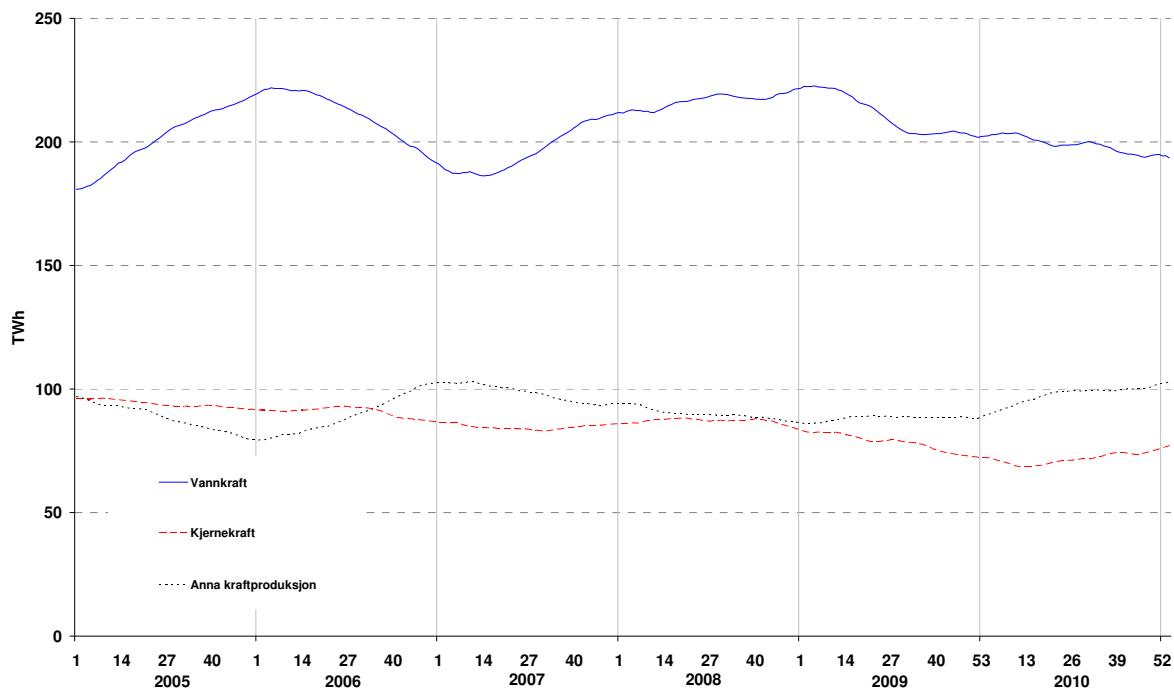
Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for dei siste 52 vekene fordelt på teknologiar. Totalt vart det produsert 193,5 TWh vasskraft i Norden i 2010. Det er 8,7 TWh mindre enn i 2009. Vasskraftkurven i figuren har falle heilt sia starten på 2009.

Den nordiske kjernekraftproduksjonen var 77,1 TWh i 2010. Det er 4,9 TWh meir enn i 2009. Kurven for kjernekraft har stege sia slutten på første kvartal 2010.

Kategorien anna kraftproduksjon, som består av vind- og termisk kraftproduksjon, var 102,8 TWh i 2010. Det er 13,4 TWh meir enn i 2009. Lågare vasskraftproduksjon og auka etterspurnad som følgje av det kalde våret i starten og slutten av 2010, har medverka til auka termisk kraftproduksjon.

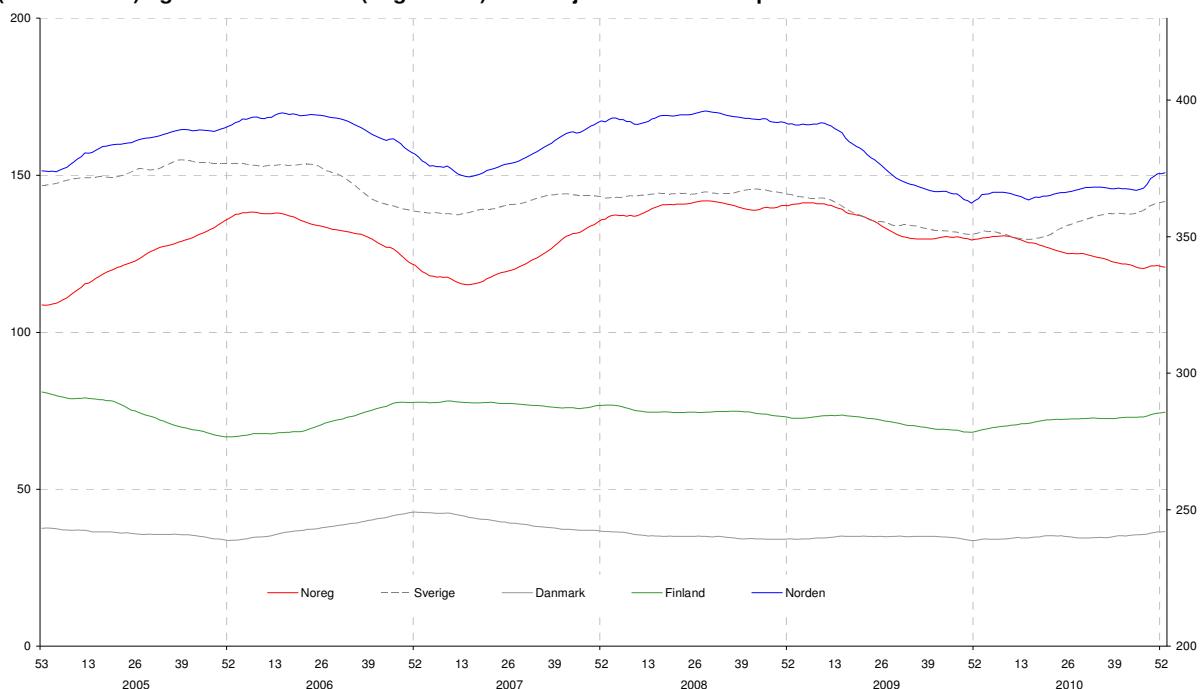
Medan vasskraftproduksjonen utgjorde om lag 52 prosent av den samla kraftproduksjonen i Norden i 2010, sto kjerne- og anna kraftproduksjon for høvesvis 21 og 28 prosent kvar.

**Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2005 – 2010, 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 vasskraftkurven i 1.3.2 har produksjonen i Noreg hatt ein negativ trend dei siste to åra, men hadde eit lite oppsving i fjerde kvartal i 2010. Den kalde perioden i november og desember 2010 medverka til at vasskraftprodusentane tappa magasinane meir enn i same periode i 2009.

**Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2005 – 2010, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse). TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



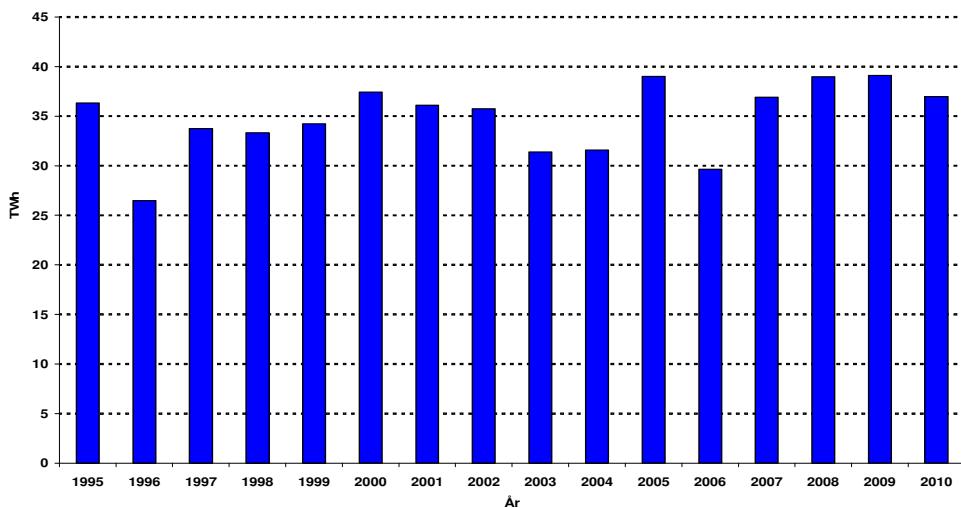
I Sverige utgjer vass- og kjernekraft ein monaleg del av kraftproduksjonen. Høgare svensk kjernekraftproduksjon dei tre siste kvartala av 2010 medverka til at den stipla svenske kurva i figur 1.3.3 svingar opp etter første kvartal 2010.

I Danmark og Finland, kor termisk kraftproduksjon er dominerande, er produksjonen meir stabil over tid. Men siden kraftprisane typisk vil auke i periodar med låge tilsig og låg vasskraftproduksjon, og låg kjernekraftproduksjon, vil anna termisk kraftproduksjon i slike periodar gjerne auke. 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 har den termiske produksjonen igjen auka, noko som vi spesielt ser på den stigande, grøne finske kurva gjennom heile 2010 i figur 1.3.3.

### 1.3.1 Noreg – nedgang i produksjonen

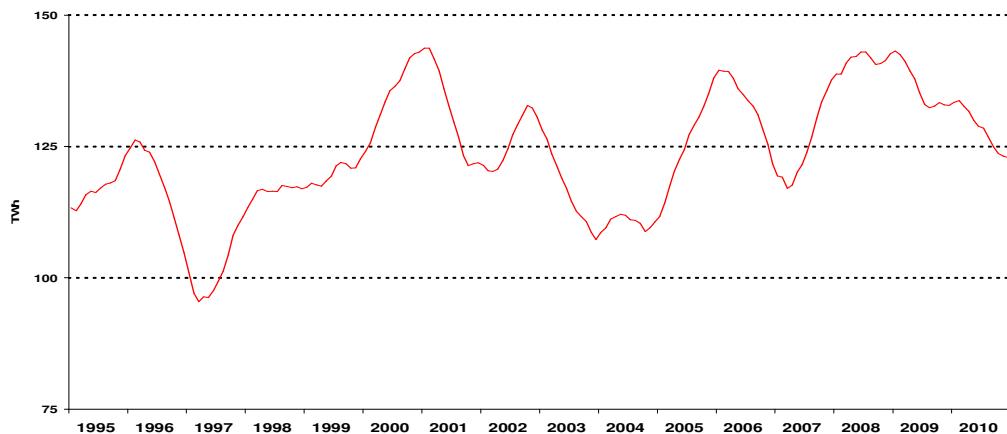
Elektrisitsproduksjonen i Noreg var 36,9 TWh i fjerde kvartal 2010. Det er ein nedgang på 5,5 prosent frå same periode i 2009. Produksjonen i fjerde kvartal er likevel den femte høgaste nokon sinne og på nivå med same kvartal i 2007. Nedgangen i produksjonen heng saman med lågt tilsig og låg magasinfylling.

**Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i fjerde kvartal for perioden 1995-2010, TWh. Kjelde: NVE**



I 2010 var den totale produksjonen 122,8 TWh mot 132,8 i 2009. Det er ein nedgang på 7,5 prosent. Av produksjonen i 2010 var om lag 116,8 TWh vasskraft, 5,1 TWh varmekraft og 0,9 TWh vindkraft. Produksjonen i 2010 er den åttande høgaste nokon sinne og om lag 8 TWh under gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) som er berekna til 130,7 TWh ved utgangen av 2009. Det var først og fremst svært lite tilsig og låg magasinfilling i 2010 som førte nedgangen i kraftproduksjonen.

**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 produksjon. Det siste året har igjen produksjonen falt, grunna lite nedbør og låg produksjon ved dei svenske kjernekraftverka.

### 1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

I 2010 vart det produsert 141,7 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 10,1 TWh meir enn i 2009.

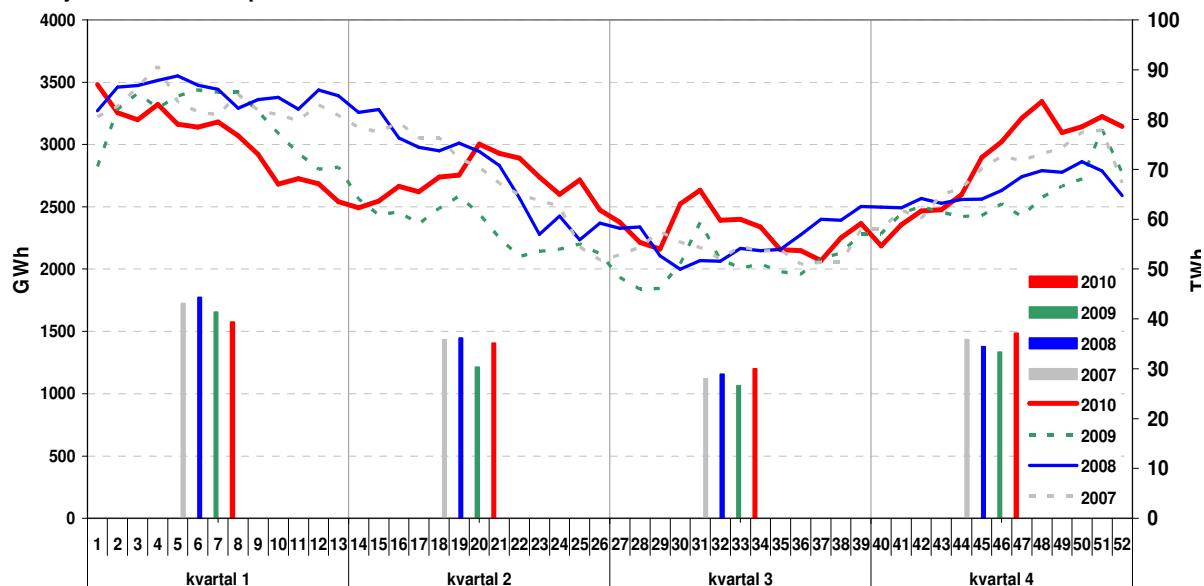
Kjernekraftproduksjonen auka med 5,6 TWh i 2010. Vass- og anna kraftproduksjon auka med høvesvis 0,7 og 3,8 TWh i 2010 samanlikna med 2009. Høge kraftprisar bidrog til at termisk kraftproduksjon auka i fjor.

Medan kjernekraftproduksjonen utgjorde 39 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i 2010, sto vass- og anna kraftproduksjon for høvesvis 46 og 15 prosent.

I fjerde kvartal vart det produsert 37,2 TWh i Sverige. Det er ein auke på 3,8 TWh frå fjerde kvartal i 2009. Det var kjernekraftproduksjonen som auka mest, med heile 3,2 TWh. Kjernekraftproduksjonen utgjorde 36 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i fjerde kvartal i 2010.

Vasskraftproduksjonen var noko lågare i fjerde kvartal i fjor enn året før. Hovudårsaken til nedgangen er lågare tilsig gjennom kvartalet. Vasskraftproduksjonen utgjorde 47 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i fjerde kvartal.

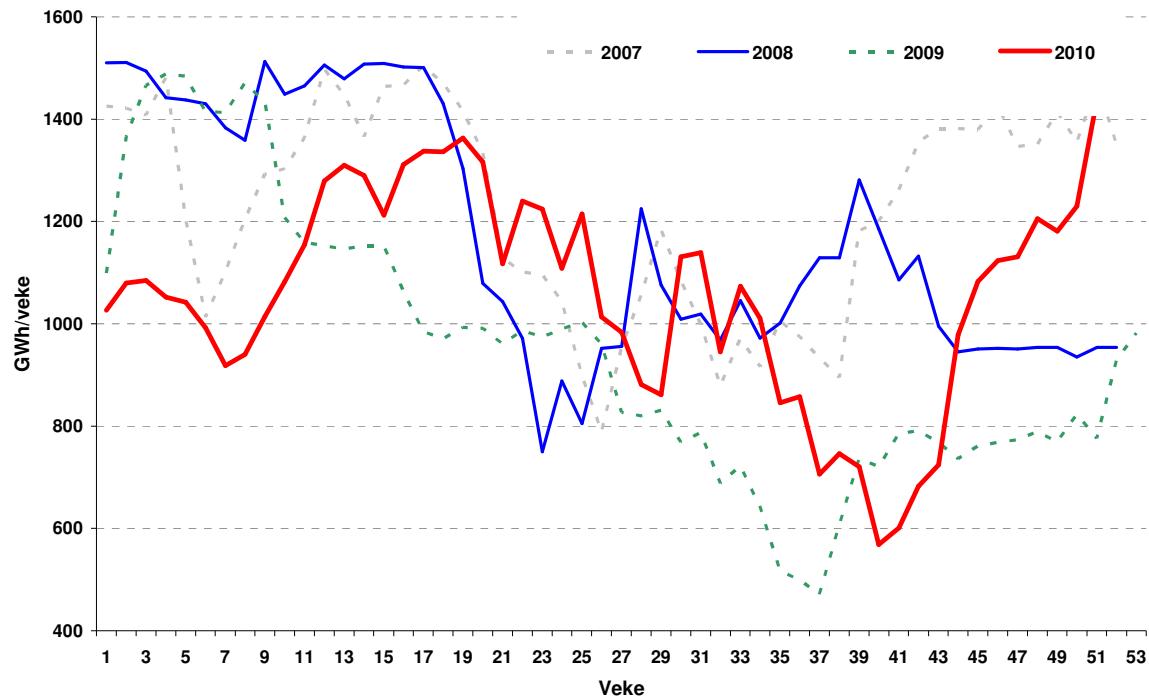
**Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2007 – 2010, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



Figur 1.3.7 viser den vekesvise produksjonen frå svenske kjernekraftverk 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 har ført til at anlegg har vorte teke ut av drift. For å bruke opp brenselsladningen har det årlege vedlikehaldet av kjernekraftproduksjonen kome noko seinare i 2010 enn vanleg. 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 igjen.

Utover fjerde kvartal 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.

Figur 1.3.7 Vekesvis svensk kjernekraftproduksjon, GWh. Kjelde: Svensk Energi

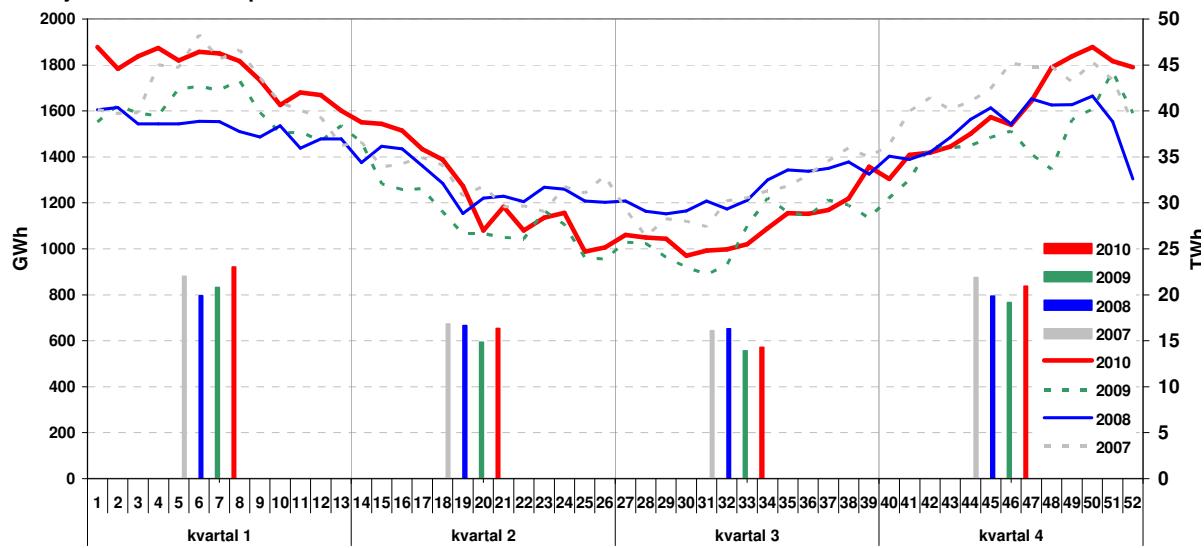


I 2010 vart det produsert 74,5 TWh elektrisk kraft i Finland, ein auke på 5,9 TWh frå 2009. Kjerne- og vasskraftproduksjonen har falle med høvesvis 0,8 og 0,4 TWh, medan anna kraftproduksjon har auka med 7,0 TWh. Kategorien anna kraftproduksjon består hovudsakleg av termisk kraftproduksjon. Denne kategorien sto for om lag 55 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland i 2010. Høge kraftprisar medverka til auka produksjon i termiske kraftverk.

I fjarårets fjerde kvartal utgjorde den finske kraftproduksjonen 20,9 TWh. Det er ein auke på 1,8 TWh frå tilsvarende kvartal året før. Kjernekraftproduksjonen var om lag uendra i fjerde kvartal i fjar samanlikna med siste kvartal i 2009. Vasskraftproduksjonen auka med 0,2 TWh, medan anna kraftproduksjon auka med 1,6 TWh.

Medan vass- og kjernekraftproduksjonen utgjorde høvesvis 14 og 27 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland i fjerde kvartal, utgjorde anna kraftproduksjon 58 prosent.

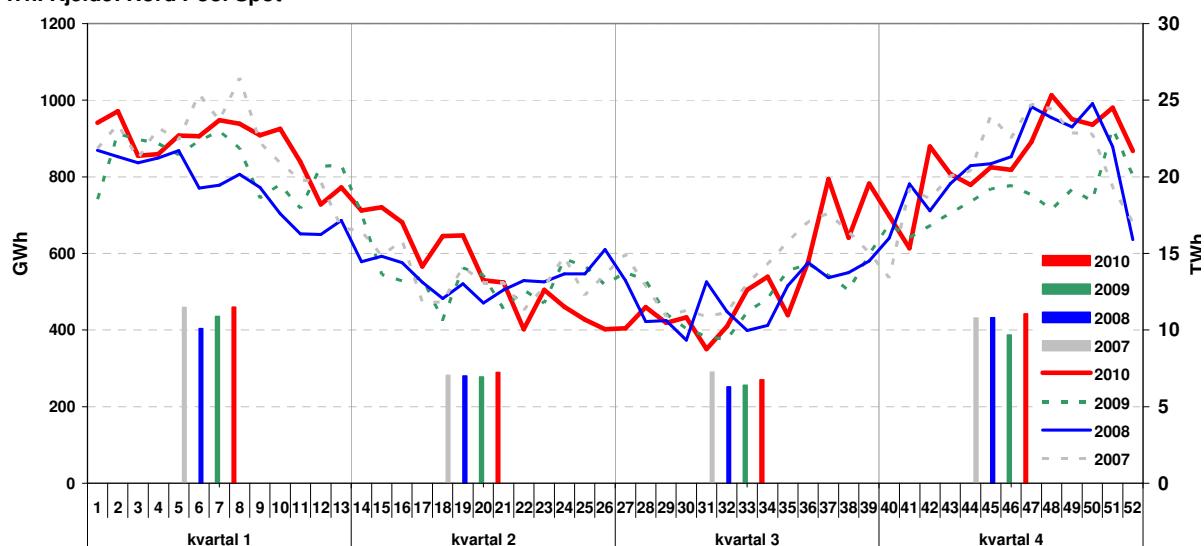
**Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2007 – 2010, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



I 2010 vart det produsert 36,5 TWh elektrisk kraft i Danmark. Det er 2,6 TWh meir enn i 2009. Det vart produsert 7,8 TWh vindkraft i 2010, mot 6,7 TWh i 2009. Auka vindkraftproduksjon har medverka til å dempe etterspurnaden etter dansk termisk kraftproduksjon.

I Danmark vart det produsert 11,1 TWh elektrisk kraft i fjerde kvartal 2010. Det er 1,4 TWh meir enn i fjerde kvartal i 2009. Den danske vindkraftproduksjonen var 2,4 TWh i fjerde kvartal, ein auke på 0,2 TWh frå same periode året før. Den termiske kraftproduksjonen auka med om lag 1,2 TWh i fjer samanlikna med same kvartal året før.

**Figur 1.3.9 Dansk produksjon, 2007 – 2010, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



## 1.4 Forbruk

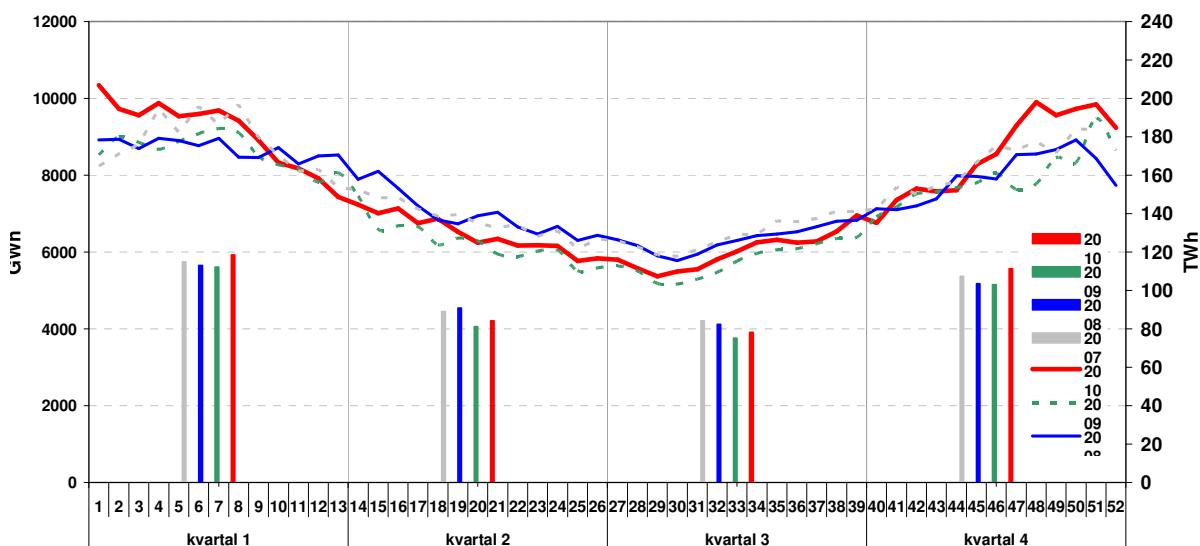
Det samla nordiske kraftforbruket var 111,5 TWh i fjerde kvartal i 2010. Det er 7,2 TWh meir enn i 2009. Forbruket auka i alle dei nordiske landa<sup>1</sup>. Det kalde vêret i november og desember medverka til auken. Kraftforbruket i Norden har aldri vore høgare i årets siste kvartal enn i 2010.

TWh	4.kv. 2010	Endring frå 4.kv. 2009	2010	Endring frå 2009
<b>Noreg</b>	37,7	5,8 %	130,4	5,3 %
<b>Sverige</b>	40,8	8,8 %	143,8	5,5 %
<b>Finland</b>	23,3	4,9 %	84,8	5,4 %
<b>Danmark</b>	9,7	8,0 %	35,3	2,8 %
<b>Norden</b>	111,5	6,9 %	394,3	5,2 %

Lågare temperaturar i heile Norden i starten og slutten av året, medverka til at det nordiske forbruket auka med 19,4 TWh i fjor samanlikna med året før. Samla var forbruket i Norden 394,3 TWh i 2010. I tillegg til kaldare vêr, kan forbruksauken ha samanheng med auka aktivitetsnivå i den nordiske økonomien.

Trass i det kalde vêret i 2010 vart det ikkje sett rekord i årsforbruk for Norden. I 2007 var det samla nordiske forbruket 396,1 TWh.

Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot

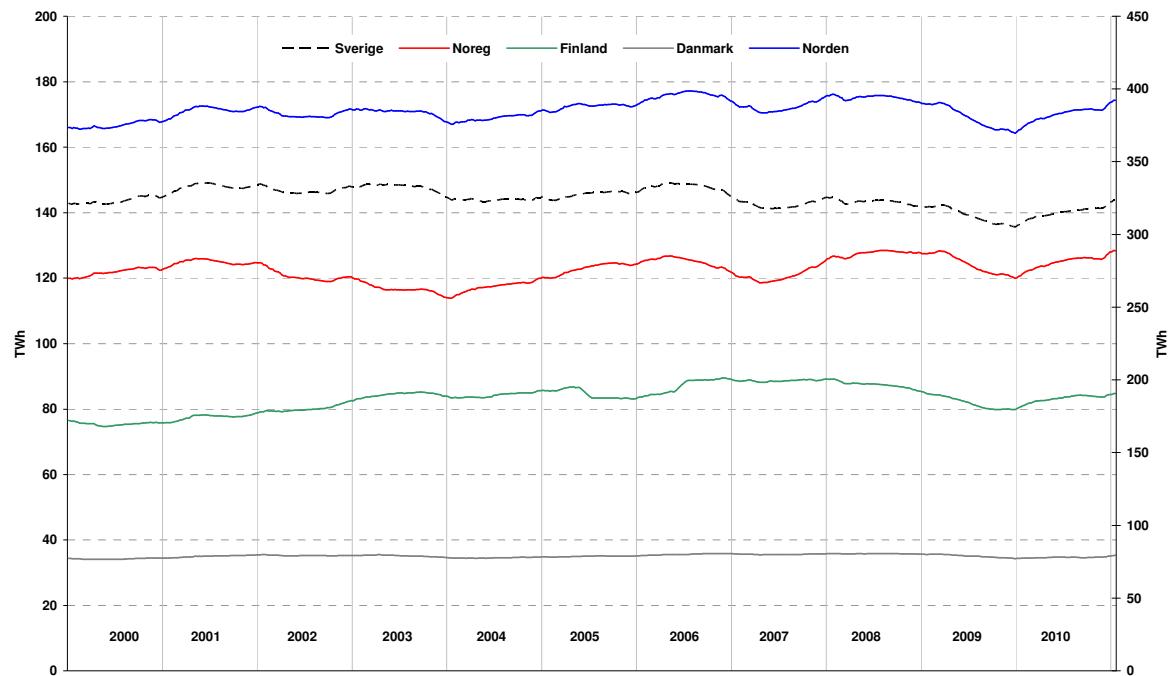


Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for dei siste 52 vekene, fordelt på land. Lågare kraftteterspurnad som følgje av finanskrisa visast på figuren som fallande forbruk i Norden frå fjerde kvartal 2008. Denne trenden snudde omkring årsskiftet 2009/2010. Det kalde vêret medverka til det.

I Danmark brukast mykje fjernvarme og berre ein liten del av kraftteterspurnaden går til oppvarming. Det danske forbruket er difor mindre temperaturavhengig.

<sup>1</sup> Svenske forbrukstal er oppdatert sidan tilsvarende kvartalsrapport i 2009. Endring frå 2009 og fjerde kvartal 2009 vil derfor ikkje samstemme med tal frå kvartalsrapporten for fjerde kvartal 2009.

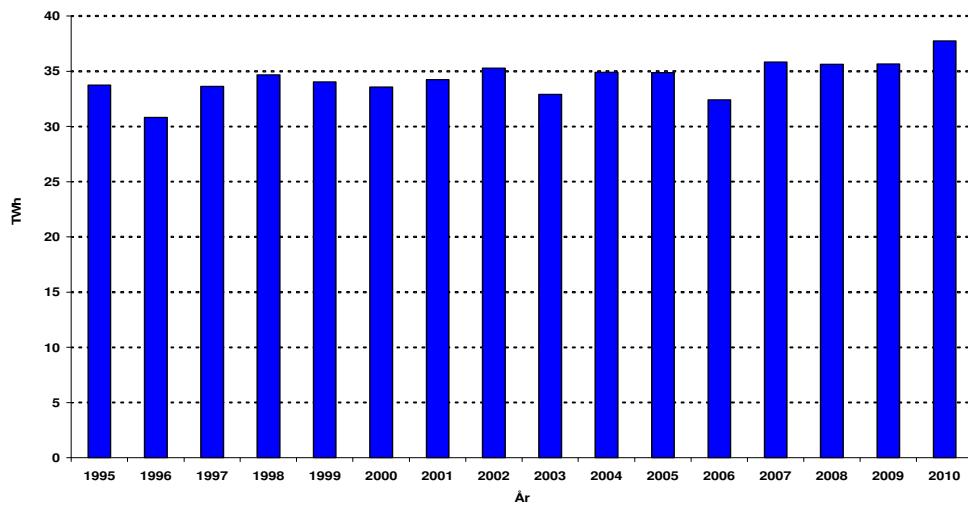
**Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2010, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



### 1.4.1 Noreg – rekordhøgt kraftforbruk

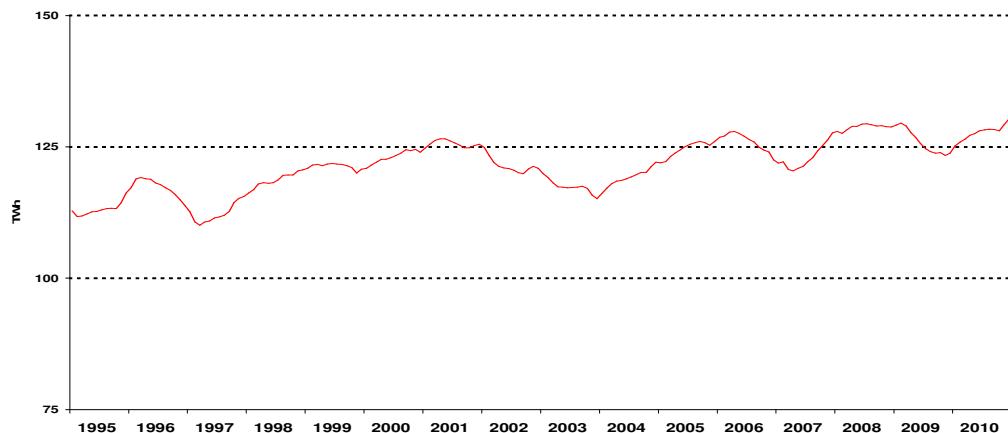
Det norske elektrisitetsforbruket var i fjerde kvartal 37,7 TWh mot 35,7 TWh i same kvartal i 2009. Det er ein auke på 5,8 prosent. Forbruket i dette kvartalet er det høgaste nokon gang. Den tidlegare rekorden var 35,8 TWh frå 2007.

**Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i fjerde kvartal for perioden 1995-2010, TWh. Kjelde: NVE**



I 2010 var det norske elektrisitetsforbruket 130,4 TWh. Det er ein auke på 6,6 TWh eller 5,3 prosent samanlikna med 2009. Forbruket i 2010 er ny rekord, 1,6 TWh høgare enn den tidlegare rekorden frå 2008 og nesten på nivå med gjennomsnittleg årsproduksjon.

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

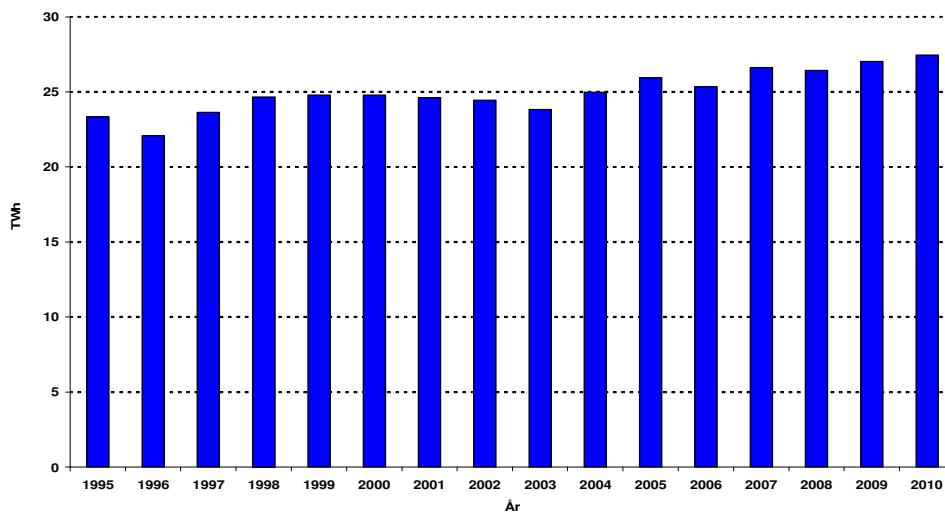


Frå april 2006 falt forbruket i 12 månader. Frå mai 2007 hadde vi ein samanhengjande vekstperiode som flata ut sommaren 2008. Deretter falt forbruket fram til desember 2009. Hovudårsaka til utflatinga og nedgangen i forbruket er sterkt redusert økonomisk aktivitet grunna fallet i økonomien i verda. I 2010 ser vi igjen vekst i forbruket, noko som heng saman med det kalde våret i 2010 og auka aktivitet i kraftintensiv industri.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 29,1 TWh i fjerde kvartal 2010 mot 27,0 TWh i same kvartal i 2009. Det er ein auke på 7,8 prosent.

Fjerde kvartal var ein god del kaldare enn same kvartal i 2009, og også atskillig kaldare enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold vart det alminnelege forbruket 27,5 TWh i fjerde kvartal 2010 mot 27,0 TWh i tilsvarende kvartal i 2009. Det er ein auke på 1,6 prosent.

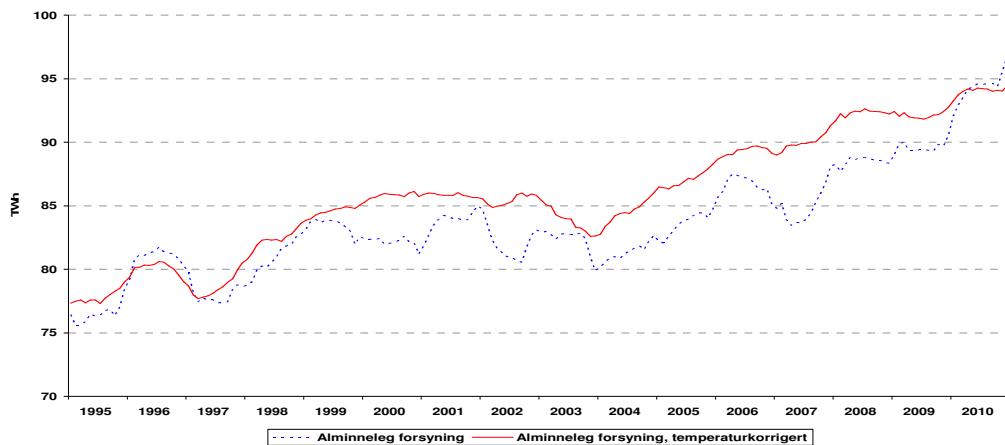
**Figur 1.4.5 Bruttoforbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, fjerde kvartal 1995-2010, TWh. Kjelde: NVE**



Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i fjerde kvartal stort sett har auka jamt i heile perioden 2003-2010, bortsett frå 2006. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i fjerde kvartal 2010 er det høgaste som har vore registrert i dette kvartalet. Den tidlegare rekorden var frå 2009.

Forbruket i alminneleg forsyning er i 2010 berekna til 96,7 TWh referert kraftstasjon. Det er ein auke på 6,9 prosent samanlikna med 2009. Korrigert til normale temperaturforhold vart forbruket 94,4 TWh i 2010. Det er ein auke på 1,8 prosent. Forbruket i 2010 er det høgaste som nokon sinne er registrert for eit kalenderår. For perioden 1995-2010 har det vore ein gjennomsnittleg årleg vekst på 1,4 prosent for det alminnelege forbruket og 1,2 prosent for det temperaturkorrigerte.

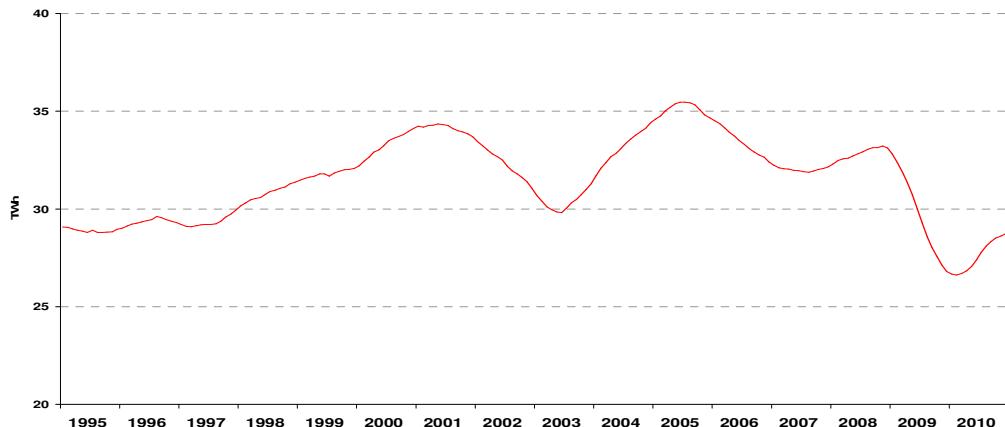
**Figur 1.4.6 Forbruk i alminneleg forsyning, med og utan temperaturkorrigering, sum for dei siste 12 månadene, TWh.**  
Kjelde: NVE



Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning dei siste 12 månadene er i ferd med å auke etter ein utflating frå august 2008 til november 2009. Frå mai 2010 ser vi igjen ein utflating.

Forbruket i kraftintensiv industri var i fjerde kvartal 7,3 TWh. Det er 6,0 prosent høgare enn i same periode i 2009, som hadde eit forbruk på 6,9 TWh. I første, andre og tredje kvartal 2010 var dette forbruket høvesvis 7,0 TWh, 7,2 TWh og 7,3 TWh. I 2010 var forbruket i kraftintensiv industri 28,7 TWh referert kraftstasjon. Det er ein auke på 7,2 prosent frå året før og det høgaste forbruket i denne sektoren sidan 2008.

**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 låge produktprisar grunna det kraftige fallet i økonomien i verda. I 2010 ser vi auke i forbruket grunna høgare aktivitet for denne sektoren.

Forbruket av kraft til elektrokjelar var i fjerde kvartal 18,1 prosent lågare jamfört med tilsvarende kvartal i 2009.

I 2010 var forbruket 3,8 TWh som er 10,4 prosent lågare enn i same periode eit år før. Forbruket i 2010 er nesten 65 prosent av kva det var i 1995 og 2000. I begge desse åra kom forbruket opp i ca 6 TWh. Frå hausten 2008 falt oljeprisen kraftig, og etter dette låg den på eit lavt nivå fram til sommaren 2009. Kraftprisane falt 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 logge på eit forholdsvis høgt nivå, noko som har ført til nedgang i forbruket.

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



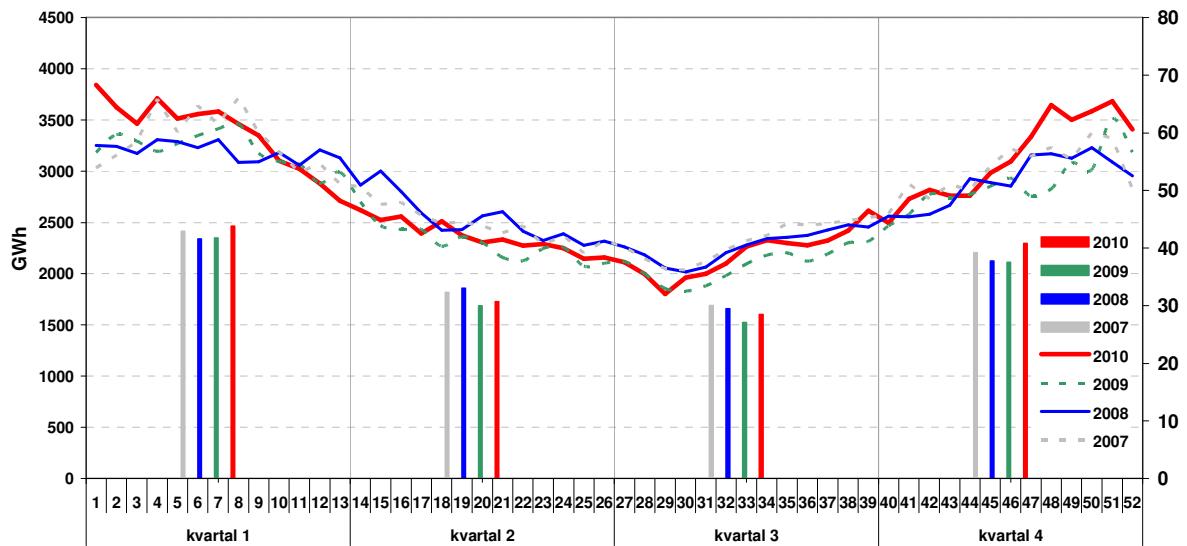
Ut frå figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjelar i perioden 1995-2010 er frå rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å krevje ein høgare pris for å kople ut enn det som er observert i same periode.

#### 1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket var 143,8 TWh i 2010. Det er 7,6 TWh meir enn i 2009. Korrigert for temperaturar har auken vore på berre 1,2 TWh i 2010 samanlikna med 2009, i følgje Svensk Energis temperaturkorrigerte forbrukstal. Det kalde våret har altså bidrige monaleg til auken i kraftforbruket i Sverige.

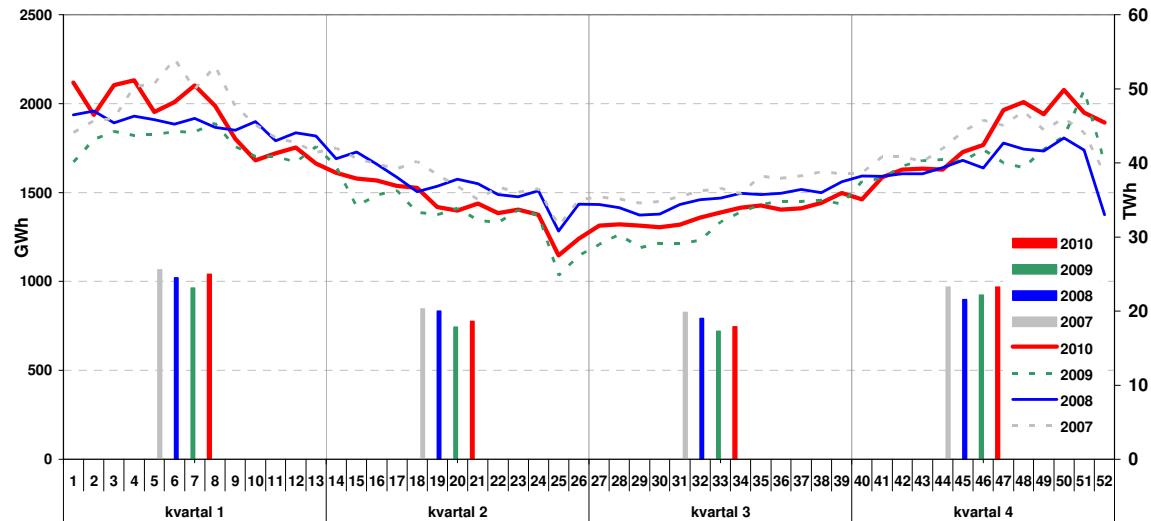
Det svenske kraftforbruket var 40,8 TWh i fjerde kvartal. Det er 3,3 TWh meir enn i fjerde kvartal i 2009. Korrigert for temperaturar var auken 0,2 TWh.

**Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh.**  
Kjelde: Nord Pool Spot



I 2010 var det finske kraftforbruket 84,8 TWh. Det er 4,3 TWh meir enn året før. Det finske kraftforbruket var 23,3 TWh i fjerde kvartal i fjor, noko som er 1,1 TWh meir enn i same periode i 2009. Også i Finland medverka dei låge temperaturane i vinter til auka kraftforbruk.

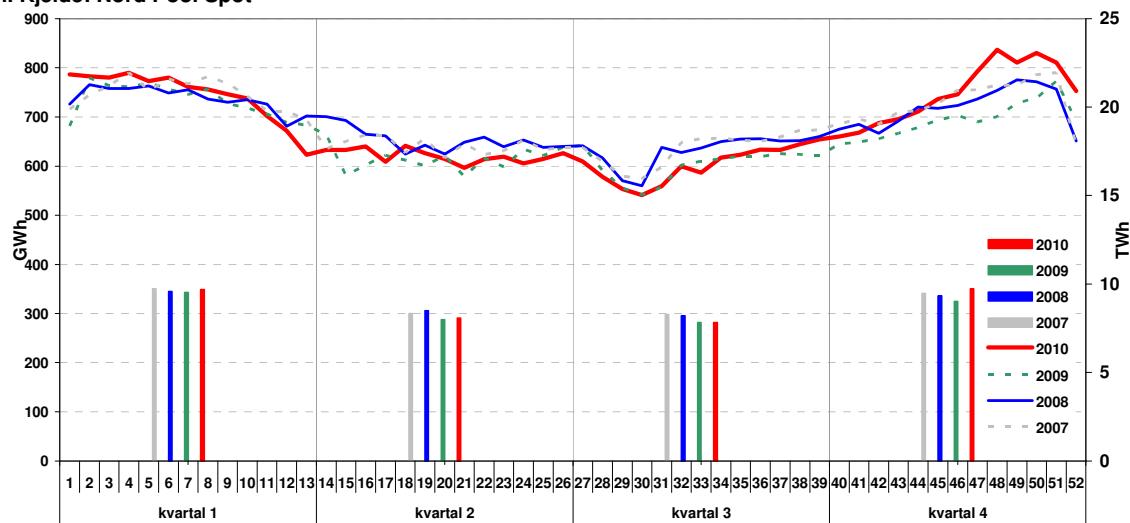
**Figur 1.4.10 Finsk forbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh.**  
Kjelde: Nord Pool Spot



Det danske kraftforbruket var 35,3 TWh i 2010. Det er 1,0 TWh meir enn i 2009. Forbruket på Jylland var 21,0 TWh, medan det på Sjælland var 14,3 TWh i 2010. Forbruket har auka med 0,8 TWh på Jylland og 0,1 TWh på Sjælland sia 2009.

Kraftforbruket i Danmark var 9,7 TWh i fjerde kvartal i fjor. Det er 0,7 TWh meir enn i fjerde kvartal i 2009, og fordelte seg med 5,7 og 4,0 TWh på Jylland og Sjælland. Det var ein liten auke i forbruket på både Jylland Sjælland.

**Figur 1.4.11 Dansk forbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgste akse). GWh/veke og TWh.** Kjelde: Nord Pool Spot



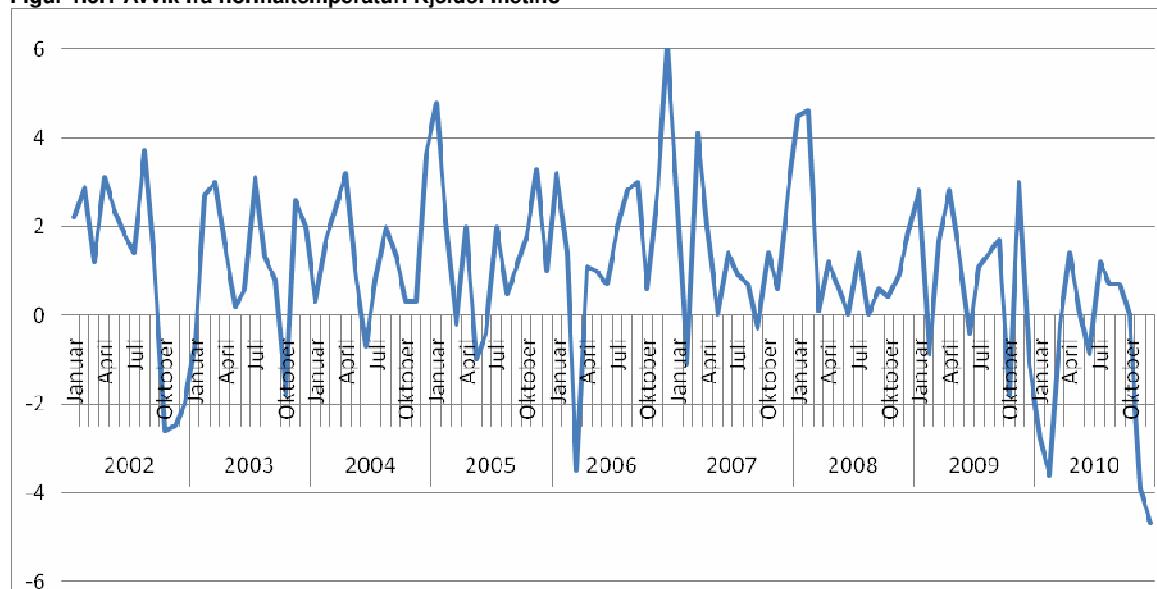
## 1.5 Andre energiberarar i Noreg

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

### Temperaturar

Temperaturane i 2010 låg under normalt. Dette gir verknad på sal av andre energivarar. Figuren under viser avvik frå normaltemperatur for landet som heile. Som ein kan sjå var det kaldare enn normalt i både november og desember. Dette gjaldt alle landsdelar, med unntak av Nord-Noreg, som hadde temperatur nærmere normalt i desember.

Figur 1.5.1 Avvik frå normaltemperatur. Kjelde: met.no



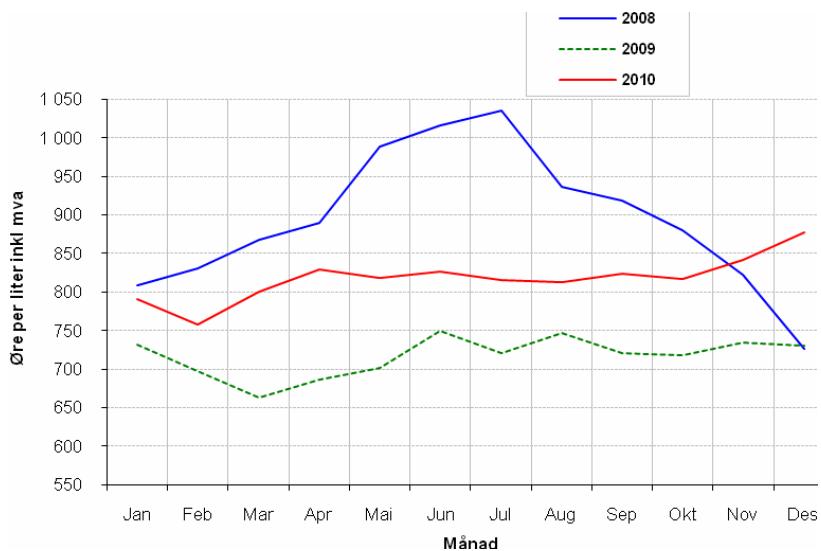
### Fyringsoljar

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 mv. og offentlig verksemnd. Bruken av petroleumsprodukt til oppvarming avhenger i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet, fordi mange sluttbrukarar har utstyr som tillet veksling til den til ein kvar tid rimelegaste energiberaren. I tillegg spelar temperatur ein viktig rolle.

Gjennomsnittsprisen<sup>1</sup> for lett fyringsolje har i fjerde kvartal 2010 vore om lag 16 prosent høgare enn for same periode i 2009. Grafen under viser at prisen heldt seg relativt stabilt i 2009, medan den i 2010 har vist ein svakt stigande tendens. Prisen for elektrisitet steig også i fjerde kvartal.

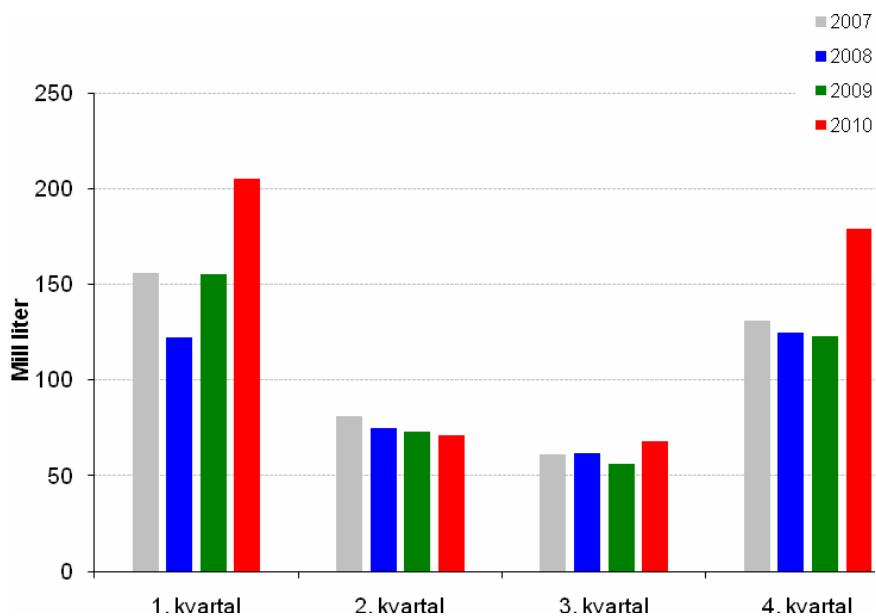
<sup>1</sup> Prisane er berekna frå SSBs sin komsumprisindeks. Det er pris for fyringsolje med standard kvalitet med levering til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medrekna dropp tillegg, kjøretillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane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

**Figur 1.5.2 Pris på lett fyringsolje, øre per liter inkl. mva. Kjelde: SSB**



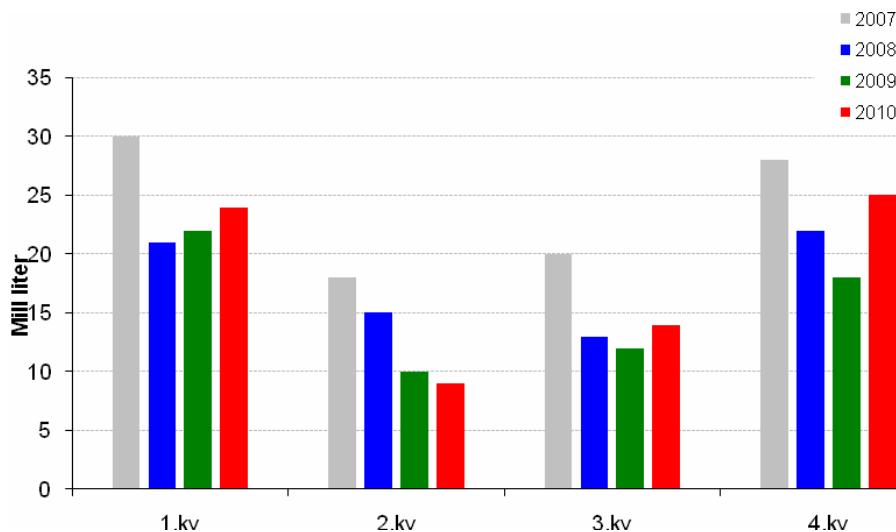
Figuren under viser at det i fjerde kvartal 2010 blei selt 179 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentleg verksemder). Det er ein oppgang på 46 prosent frå fjerde kvartal 2009, og 43 prosent frå fjerde kvartal 2008. Oppgangen i salet skjedde innanfor gruppene hushald, næringsbygg og offentleg verksamd, med ein oppgang på 44 prosent og 23 prosent sidan fjerde kvartal 2009. Salet innan industri låg flatt. Auken i salet har samanheng med svært låge temperaturar i november og desember.

**Figur 1.5.3 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentlege verksemder, 2007-2010. Millionar liter. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt**



I fjerde kvartal 2010 vart det selt 25 millionar liter fyringsparafin mot 18 millionar liter i fjerde kvartal 2009, og 22 millionar i fjerde kvartal 2008. Det er ei auke på 39 prosent i forhold til same kvartal i fjor. Auken i salet har samanheng med svært låge temperaturar i november og desember.

**Figur 1.5.4 Kvartalsvis sal av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustader, næringsbygg m.v. og offentlig verksamhet, 2007-2010. Millionar liter. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt**



#### Ved

Sjå Kvartalsrapport 2/2010 meir informasjon om forbruk av ved, og kvartalsrapport 3/2010 for priser på ved.

#### Anna bioenergi

Sjå Kvartalsrapport 2/2010 for produksjon, eksport, import, sal og prisar for pellets og brikettar.

#### Varmepumper

Sjå NVEs kvartalsrapport 3/2010 for informasjon om varmepumper.

#### Fjernvarme

Sjå kvartalsrapport 3/2010 for informasjon om fjernvarme.

#### Gass

Sjå Kvartalsrapport 2/2010 for informasjon om utvikling i bruk av gass.

## 1.6 Kraftutveksling

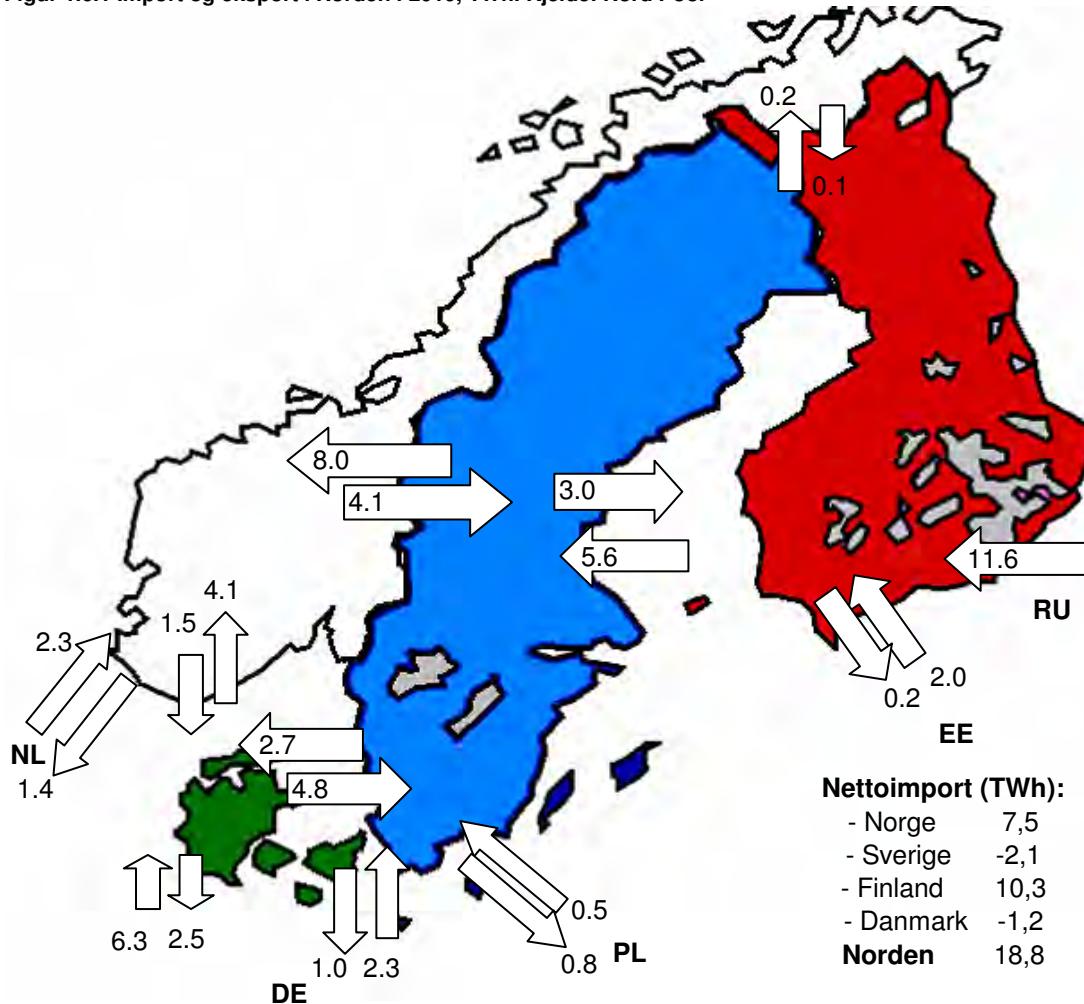
Det var rekordhøg nordisk nettoimport i 2010. Til saman var den nordiske nettoimporten 18,8 TWh i 2010. Det er 10,9 TWh meir enn året før. Vi må tilbake til 2003 for å finne året med den nest høgaste nettoimporten. Då hadde dei nordiske landa ein nettoimport på 17,1 TWh.

Utteksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	4.kv. 2010	4.kv. 2009	2010	2009
<b>Norge</b>	<b>0,8</b>	<b>-3,5</b>	<b>7,5</b>	<b>-9,0</b>
<b>Sverige</b>	<b>3,6</b>	<b>4,2</b>	<b>2,1</b>	<b>4,7</b>
<b>Finland</b>	<b>2,4</b>	<b>3,0</b>	<b>10,3</b>	<b>11,8</b>
<b>Danmark</b>	<b>-1,4</b>	<b>-0,7</b>	<b>-1,2</b>	<b>0,5</b>
<b>Norden</b>	<b>5,4</b>	<b>3,0</b>	<b>18,8</b>	<b>7,9</b>

Det er fleire årsaker til den høge nettoimporten. Det har vore høgt nordisk forbruk grunna betydeleg lågare temperaturar enn normalt i store delar av året. Stor nedtapping av nordiske vassmagasin kombinert med tørt vær har, saman med låg svensk kjernekraftproduksjon, medverka til høge prisar og høg utnytting av importkapasiteten på forbindelsane ut av Norden.

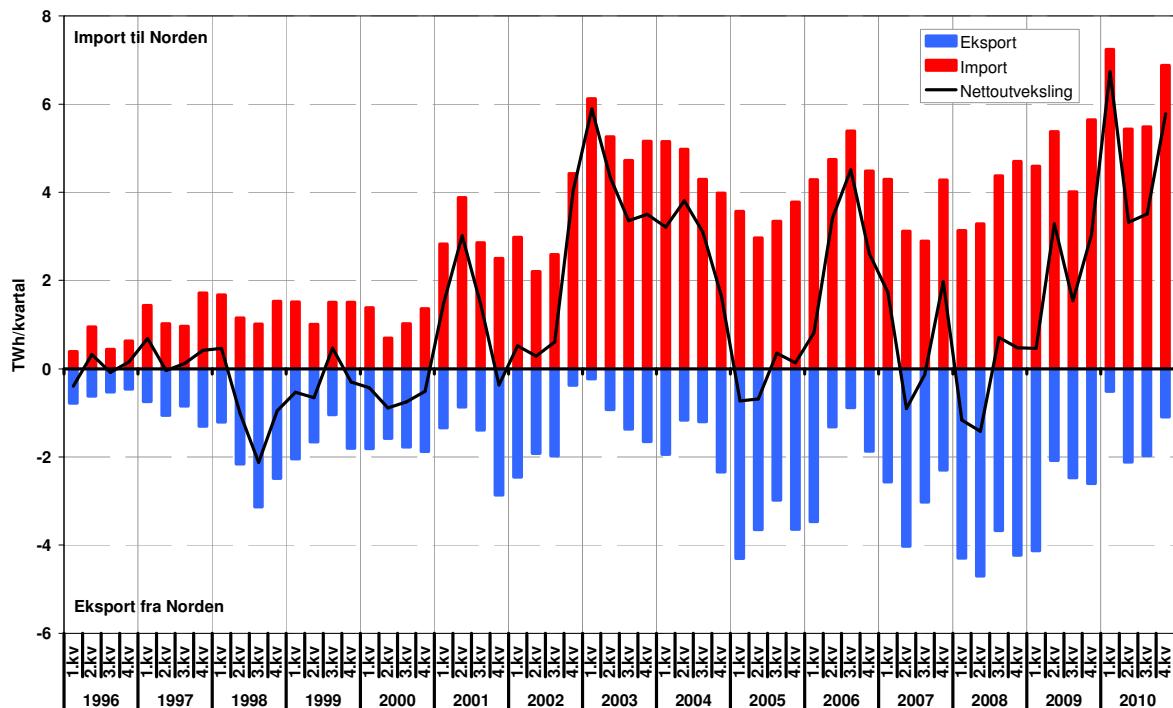
I fjerde kvartal var den nordiske nettoimporten 5,4 TWh. Det er ein auke på 2,4 TWh jamført med same kvartal i året før. Det er først og fremst Noreg som har medverka til importauken frå fjerde kvartal 2009. Sjølv om været var kaldare i fjerde kvartal 2010 enn for eit år sia, var det òg høgare utnytting av den svenska kjernekraftkapasiteten. Det har Dempa det nordiske importbehovet.

Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i 2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



Med unntak av forbindelsen mellom Sverige og Polen var det i 2010 nordisk nettoimport på alle forbindelsar ut av Norden. I 2010 var det totalt 5,1 TWh nettoimport frå Tyskland. Året før var det 2,3 TWh nordisk nettoeksport til Tyskland. Mellom Noreg og Nederland endra utvekslinga seg frå 1,7 TWh nettoeksport til Nederland i 2009 til 0,9 TWh nettoimport frå Nederland i 2010. Det har typisk vore eksport til Nederland i høglasttimane på vekedagene og import elles. Utvekslingsvolumet gjekk ned med 4,9 TWh frå 2009 til 2010. Det skuldast i fyrste rekke at NorNed-kabelen var ute grunna tekniske problem frå veke 5 til 16 i fjor. Finland importerte 13,4 TWh frå Russland og Estland i 2010. Det var ingen endring i den finske nettoimporten frå desse landa jamført med året før.

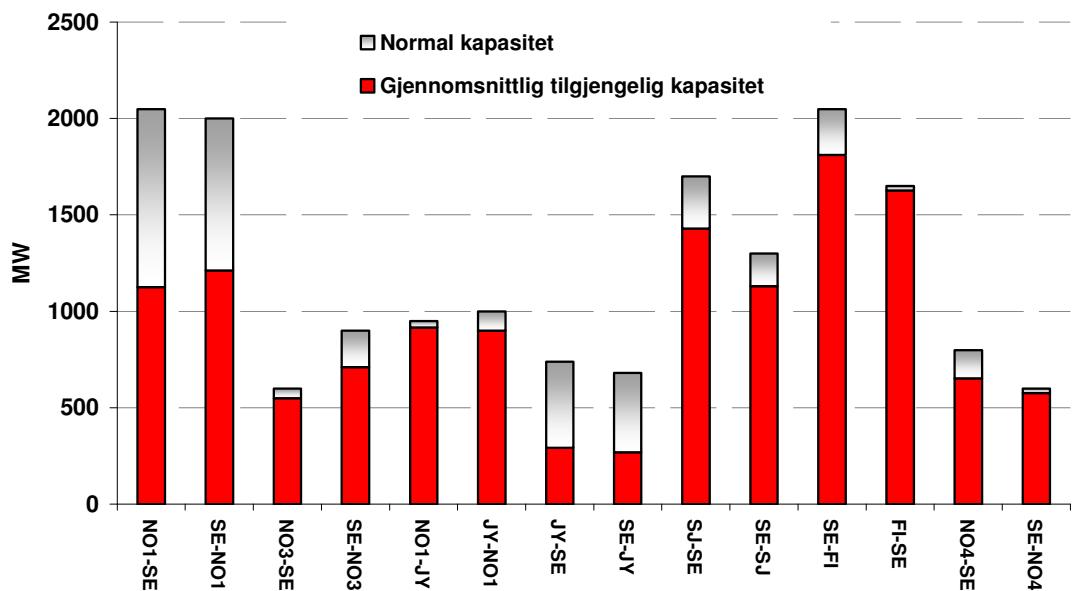
**Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport, 1995-2009. TWh. Kjelde: Nord Pool**



Det var reduksjonar i handelskapasitetar på alle dei nordiske forbindelsane i enkelttimar 2010. Forbindelsane mellom Sør-Noreg og Sverige samt Sverige og Jylland utmerka seg med betydelege reduksjonar i overføringskapasitet i fleire timar gjennom 2010. Kor mykje av den fysisk tilgjengelege overføringskapasiteten som blir gitt til marknaden har variert mye avhengig av systemtryggleiken internt i dei relevante marknadsområda. Feil på Kontiskan-kabelen har ført til meir enn halvert overføringskapasitet mellom Jylland og Sverige i 2010.

Mellan Sør-Noreg og Sverige var i snitt 55 prosent av normal overføringskapasitet tilgjengeleg for marknaden i retning Sverige og 61 prosent i retning Sør-Noreg i 2010. Det er ofte i timar med kaldt vær, høg last og press på linjenettet at kapasiteten vert redusert. Det er også i desse timane at prisforskjellane mellom enkelte elspotområde typisk har vore høge. Viss vi ser på dei ti prosent av timane i 2010 kor prisen i Sverige var høgast relativt til Sør-Noreg, var den gjennomsnittleg overføringskapasiteten i retning Sverige berre 28 prosent av normal maksimalkapasitet i desse timane. I 48 av desse timane var overføringskapasiteten sett til null. Til dømes i time 8 til 11 den 8. januar i fjor var krafta verdsett nær 8 kronar per kWh høgare i Sverige enn i Sør-Noreg, samstundes som det var null overføringskapasitet tilgjengeleg frå Sør-Noreg til Sverige. Dette har også vore tilfelle den andre retninga. I dei ti prosent av timane kor prisen i Sør-Noreg var høgast relativt til Sverige, var overføringskapasiteten frå Sverige til Sør-Noreg i snitt 39 prosent av normal maksimal overføringskapasitet.

**Figur 1.6.3 Tilgjengelig og maksimal kapasitet på utvalgte nordiske overføringsforbindelser 2010, MW. (fra – til) Kjelde: Nord Pool**

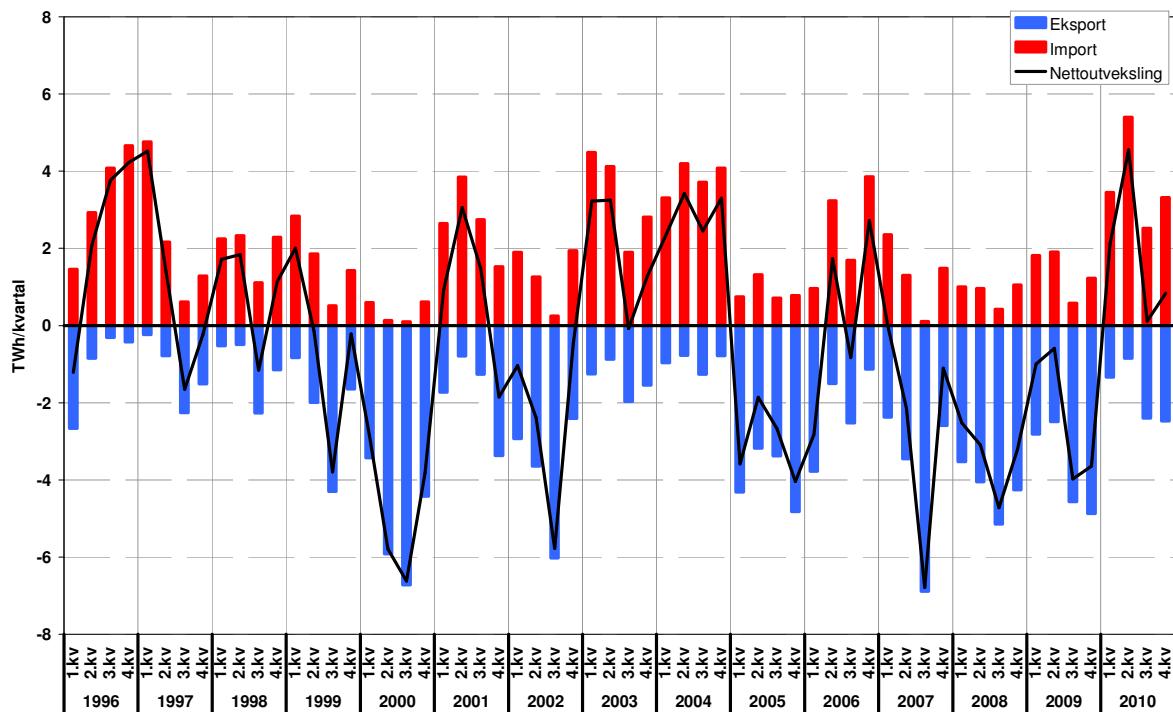


### 1.6.1 Noreg

Den norske kraftutvekslinga gjekk frå 9,0 TWh nettoeksport i 2009 til 7,5 TWh nettoimport i 2010. Den norske vekeutvekslinga varierte frå 360 GWh nettoeksport til 513 GWh nettoimport gjennom året. Det var norsk nettoeksport i berre 13 av fjorårets veker - mot 46 veker året før. Låg magasinfilling etter ein kald og tørr vinter i 2009/2010 medverka til at vasskraftprodusentane produserte mindre enn normalt gjennom sommaren for å ha vatn til å produsere den komande vinteren. Det var i andre kvartal den norske importen var høgast i fjor. Lågt forbruk og mykje tilgjengeleg termisk produksjonskapasitet i landa Noreg handlar kraft med, gjorde det lønsamt for Noreg å importere mykje i denne perioden. I fjerde kvartal utgjorde den norske nettoimporten 0,8 TWh. Det var 3,5 TWh nettoeksport i same kvartal 2009.

Størstedelen av den norske nettoimporten i 2010 var frå Sverige. Den samla norske nettoimporten frå Sverige var 3,9 TWh i denne perioden. Det var større nettoimport frå Sverige til Midt-Noreg enn til Sør-Noreg. Nord-Noreg hadde nettoeksport til Sverige i 2010. Det var òg ein betydeleg norsk nettoimport frå Danmark, 2,6 TWh i 2010, mot 2,5 TWh norsk nettoeksport til Danmark i 2009.

Figur 1.6.4 Norsk kraftutveksling, 1995-2010. TWh. Kjelde: Nord Pool



## 1.6.2 Dei andre nordiske landa

Den svenske nettoimporten fall med 2,6 TWh frå 2009 til 2010. I andre og tredje kvartal eksporterte Sverige mykje samanlikna med i fjar. I fyste kvartal var forbruket høgt og den tilgjengelege produksjonskapasiteten i dei svenske kjernekraftverka låg. Då var det høg svensk import jamført med tilsvarende kvartal i 2009. Etterkvart som svenske kjernekraftreaktorar kom i drift igjen etter perioden med vedlikehald og tekniske problem, vart det mogleg å eksportere meir frå Sverige. I fjerde kvartal utgjorde den svenske nettoimporten 4,2 TWh. Det er 0,6 TWh meir enn i same kvartal året før.

Sverige var nettoimportør på alle sine utlandsforbindelsar med unntak av forbindelsane mot Sør- og Midt-Noreg samt Polen. Den svenske nettoimporten frå Tyskland var 1,3 TWh. Det er 1,1 TWh meir enn året før. Det var 2,1 TWh svensk nettoimport frå Danmark i 2010 – mot 0,9 svensk nettoeksport i 2009. Den finske nettoimporten utgjorde 10,3 TWh i 2010. Det er 1,5 TWh mindre enn året før. Finland har ein høg og stabil import frå Russland. I 2010 utgjorde den 11,6 TWh som er på nivå med året før. Den finske nettoimporten frå Estland endra seg lite frå 2009 til 2010. Den finske nettoeksporten til Sverige gjekk opp med 1,4 TWh frå 2009 til 2,6 TWh i 2010.

Danmark var det einaste landet i Norden med netteeksport i 2010. Totalt var det 1,2 TWh dansk nettoeksport i 2010. Året før var det 0,5 TWh dansk nettoimport. Danmark importerte meir frå Tyskland samanlikna med året før, men eksporten til resten av Norden meir enn utlikna importauken frå kontinentet. Lite vatn i vassmagasina i Noreg og Sverige har medverka til høg import frå Danmark som hovudsakleg har termisk kraftproduksjon. I Danmark vert det nytta mindre elektrisk kraft til oppvarming jamført med dei andre nordiske landa. Det bidrog til at Danmark hadde gode eksportmoglegheiter også når det var kaldt vintervêr og høgt kraftforbruk i resten av Norden.

Storebelt-forbindelsen mellom Jylland og Sjælland kom i drift 26. august i fjar. Det har vore eksport frå Jylland til Sjælland i nær alle timer sia den kom i drift. I snitt har så mykje som 88 prosent av den maksimale overføringskapasiteten (590 MW) vore nytta til overføring frå Jylland til Sjælland frå 26. august og ut året.

## 1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

### 1.7.1 Spotmarknaden

Svært låge temperaturar frå midten av november og ut fjerde kvartal ga høgt forbruk i den nordiske kraftmarknaden. Prisane steig, og snittprisen i dei fleste nordiske marknadsområda blei over 500 kr/MWh. Tar man snittet av berre siste halvdel av kvartalet låg prisane rundt 650 kr/MWh.

Av dei nordiske marknadsområda hadde Sverige høgast gjennomsnittleg spotpris med 542 kr/MWh i fjerde kvartal. Finland, Midt- og Nord-Noreg (NO3 og NO4) følgde med ein snittpris på 541 og 540 kr/MWh. Snittprisane i Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg (NO1, NO2 og NO5) låg noko lågare med 509, 476 og 507 kr/MWh. Prisen i Sørvest-Noreg (NO2) blei haldt nede av låge prisar på Jylland (DK1).

Spotprisane i marknaden var betydeleg høgare dette kvartalet enn i tilsvarande kvartal i 2009. Prisauken var på mellom 37 og 75 prosent. Auken frå i fjar heng saman med den hydrologiske situasjonen. Lite tilsig som følgje av lite snø vinteren 2009/2010 ga låg magasinfylling våren og sommaren 2010. I tillegg kom det lite nedbør som ga mindre snø i fjellet enn normalt på slutten av 2010. Dette var med på å auke terminprisane som igjen påverka prisane i spotmarknaden.

Sverige og Finland hadde snittprisar på 542 og 541 kr/MWh i fjerde kvartal. Dette er 62 prosent høgare enn i tilsvarande kvartal i 2009. Kraftprisane i dei to områda var samanfallanda i store delar av fjerde kvartal.

Det danske marknadsområdet Sjælland (DK2) hadde ein snittpris på 536 kr/MWh i fjerde kvartal, noko som er 37 prosent høgare enn i tilsvarande kvartal i 2009. Tysdag den 7. desember nådde prisen den tekniske maksimalprisen på Nord Pool. Årsaka var at den svenske systemoperatøren stengte overføringsforbindelsen frå Sverige til Sjælland for å kunne oppretthalde forsyningsikkerheten internt i Sverige. Som ei følge av stenginga var det høgare etterspurnad etter kraft i to høglasttimar på Sjælland enn det marknaden kunne tilby. For desse to timane vart prisen derfor satt lik maksimalprisen på 16 000 kr/MWh og forbruket blei dekka av reservekraftverk.

Dei nordiske kraftprisane blir påverka 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. Som i tredje kvartal låg dei tyske spotprisane ofte under dei nordiske i fjerde kvartal. Dette ga høg nordisk etterspurnad etter kraft

Elspotprisar kr/MWh	4. kv. 2010	Endring frå 4.kv. 2009	Endring frå 3.kv. 2010	Siste 12 mnd.	Endring frå foregående 12 mnd.
<b>Aust-Noreg (NO1)</b>	509	75 %	40 %	436	48 %
<b>Sørvest- Noreg (NO2)</b>	476	74 %	40 %	407	38 %
<b>Midt-Noreg (NO3)</b>	541	68 %	46 %	467	50 %
<b>Nord-Noreg (NO4)</b>	540	68 %	48 %	462	48 %
<b>Vest-Noreg (NO5)</b>	507	63 %	31 %	415	40 %
<b>Sverige</b>	542	62 %	46 %	457	41 %
<b>Finland</b>	541	62 %	42 %	456	41 %
<b>Jylland (DK1)</b>	429	40 %	16 %	372	18 %
<b>Sjælland (DK2)</b>	536	37 %	39 %	458	32 %
<b>Estlink<sup>1</sup></b>	389	-	-6 %	-	-
<b>Tyskland (EEX)</b>	406	29 %	16 %	331	-30 %

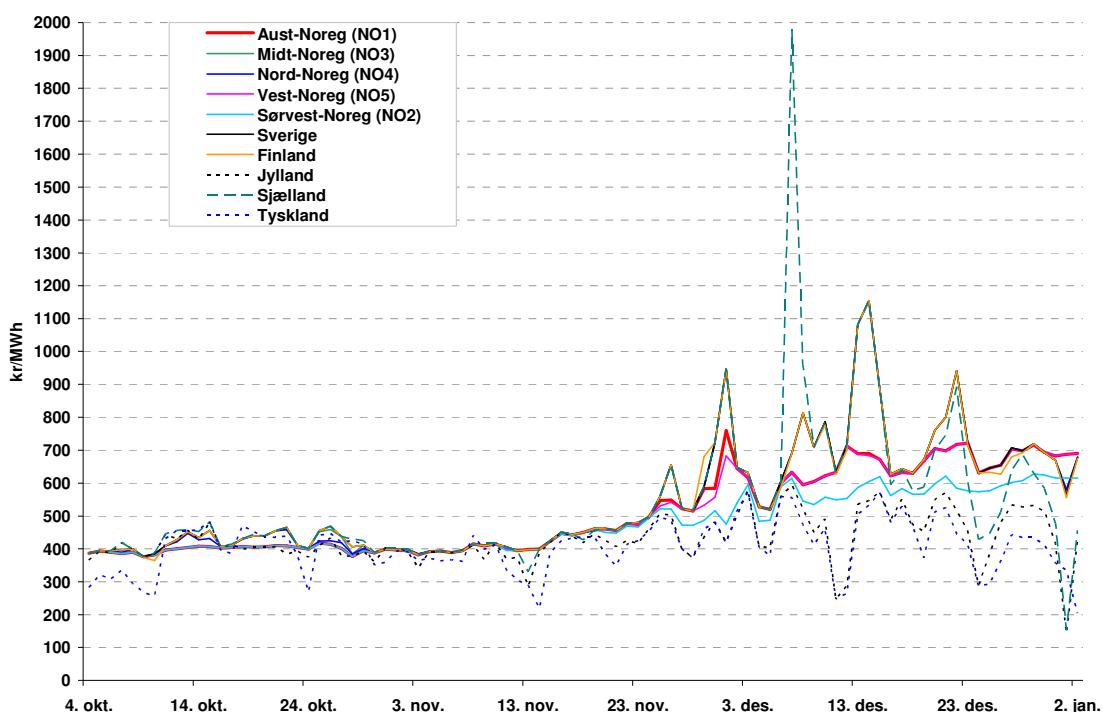
<sup>1</sup> 1. april opna eit nytt estisk prisområde på Nord Pool.

frå Tyskland. Høgare prisar i Nord-Europa kunne ha gjett høgare prisar i den nordiske marknaden enn det som blei realisert.

Snitprisen på den tyske kraftbørsen European Energy Exchange var 406 kr/MWh i fjerde kvartal, ein auke på 29 prosent frå tilsvarande kvartal i 2009. I første halvdel av fjerde kvartal låg dei tyske kraftprisane i enkelttimar over dei nordiske på dagtid, medan dei typisk låg under dei nordiske på natta. Mot slutten av kvartalet var dei tyske kraftprisane ofte lågare enn dei nordiske prisane både på natta og på dagen.

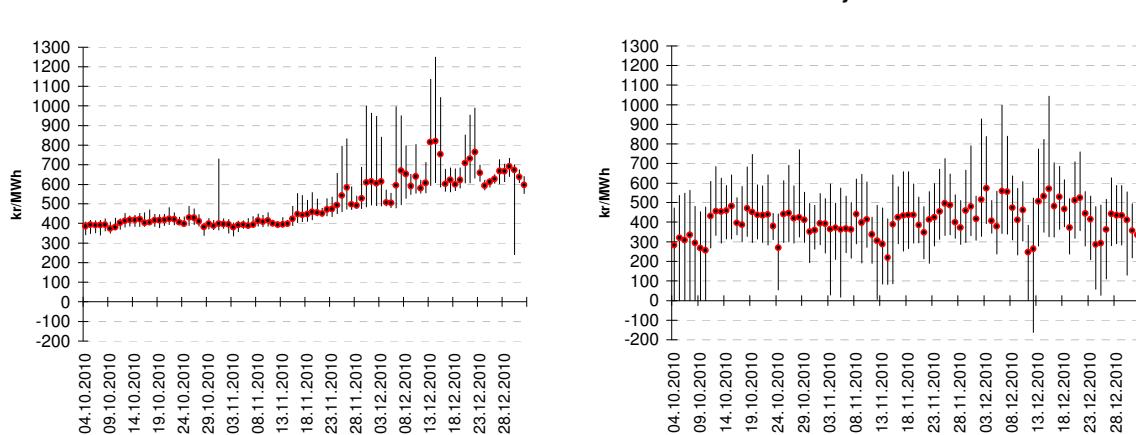
Figur 1.7.1 viser døgnprissnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX. I figuren ser vi at kraftprisane til dei fleste nordiske marknadsområda aukar betrakteleg mot slutten av november månad, og at dei ligg godt over dei tyske døgnprisane ut kvartalet. Døgnprisen i det nordiske marknadsområdet Jylland ligg nær dei tyske døgnprisane. Figuren visar òg pristoppen på Sjælland den 7. desember, her presentert som døgngjennomsnitt.

**Figur 1.7.1 Spotprisar i fjerde kvartal 2010, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX**



Nordisk kraftproduksjonen er dominert av vasskraft. Produksjonen er billig å regulere, og følgjar derfor i høy grad forbruket. Den tyske kraftprisen på EEX viser regelmessig stor variasjon gjennom døgnet. Den tyske kraftmarknaden baserar seg på termisk kraftproduksjon saman med vindkraftproduksjon. I eit slikt system varierar prisane meir over døgnet enn i den nordiske marknaden. Prisane er typisk høgare på dagtid når etterspurnaden er høg og lågare om natta når etterspunaden er låg. Prisforskjellane mellom dag og natt forsterkar seg dersom det blås om natta og ikkje om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høg når etterspurnaden er låg og omvendt. Figur 1.7.2 visar at prisvariasjonane gjennom døgnet er størst i den tyske marknaden. Figuren visar òg at prisvariasjonen gjennom døgnet auka betrakteleg i dei nordiske kraftprisane i den siste halvdelen av kvartalet.

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



Tabell 1.7.1 visar omfanget av prisforskjellar mellom marknadsområda på Nord Pool samt EEX i tredje kvartal. Vi ser til dømes at Midt-Noreg (NO3) hadde høgare pris enn Aust-Noreg (NO1) i 28,6 prosent av timane i årets fjerde kvartal.

**Tabell 1.7.1 Prosentdel av timane i fjerde kvartal 2010 med prisforskjellar mellom prisområda. Kjelde: Nord Pool**

4. kvartal 2010		Lågast elspot-pris									
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
<b>Høgest elspot-pris</b>	<b>NO1</b>	45.2 %	4.0 %	4.6 %	3.1 %	4.0 %	7.9 %	58.1 %	9.5 %	72.8 %	
	<b>NO2</b>	0.0 %	2.4 %	3.0 %	0.0 %	2.4 %	4.2 %	44.0 %	9.0 %	69.2 %	
	<b>NO3</b>	28.6 %	62.7 %	2.4 %	30.7 %	0.6 %	4.9 %	68.4 %	8.6 %	75.8 %	
	<b>NO4</b>	28.3 %	62.5 %	0.0 %	4.2 %	62.5 %	0.6 %	4.9 %	68.0 %	8.6 %	75.3 %
	<b>NO5</b>	0.3 %	44.0 %	4.2 %	3.0 %	2.4 %	4.2 %	44.0 %	9.0 %	69.2 %	
	<b>Sverige</b>	28.3 %	62.4 %	0.9 %	4.7 %	62.5 %	4.3 %	68.3 %	8.3 %	75.9 %	
	<b>Finland</b>	28.5 %	61.7 %	1.1 %	5.0 %	61.8 %	0.3 %	68.3 %	8.6 %	75.8 %	
	<b>Jylland</b>	9.2 %	11.1 %	4.0 %	5.5 %	11.1 %	4.0 %	5.1 %	1.0 %	65.9 %	
	<b>Sjælland</b>	29.1 %	57.1 %	5.0 %	7.7 %	57.2 %	4.3 %	7.0 %	61.5 %	74.8 %	
	<b>EEX</b>	27.2 %	30.8 %	24.2 %	24.7 %	30.8 %	24.1 %	24.2 %	34.0 %	25.2 %	

## 1.7.2 Terminmarknaden

Prisen på terminkontraktar ved Nord Pool med levering i første og andre kvartal 2011 auka med heile 59 og 39 prosent gjennom fjerde kvartal 2010. Ved starten av kvartalet var prisen på kontrakten for første kvartal 415 kr/MWh, mens prisen på kontrakten for andre kvartal 2011 var 359 kr/MWh. Ved utgangen av kvartalet hadde prisen på desse kontraktane auka til 659 og 499 kr/MWh.

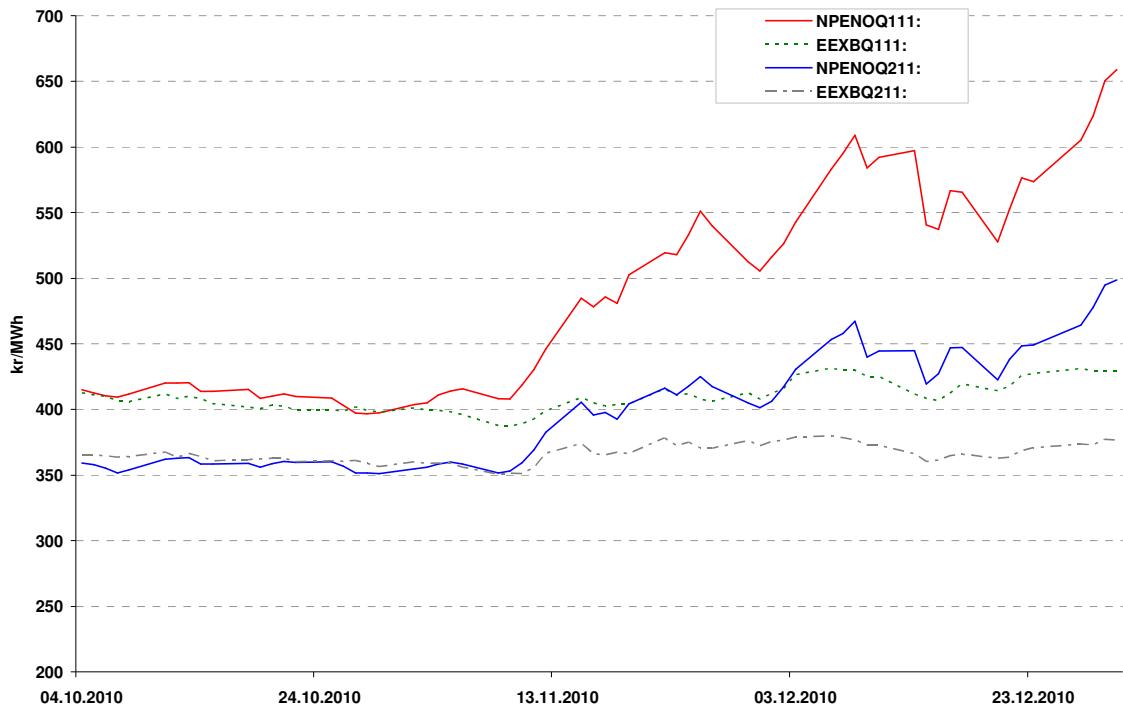
Prisane på desse kontraktane var nokså stabile fram til midten av november, og låg på i overkant av 400 og 350 kr/MWh. I midten av november blei det svært kald, og varsla framover var tørre og kalde. Lite nedbør ga snømengde under normalt, og saman med magasinnivå under historisk minimumsverdiar sendte dette prisane oppover. På to ukar auka prisen på førstekvartalskontrakten med 26 prosent.

Sluttprisane på kontraktane for første og andre kvartal 2011 ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange bevega seg også oppover frå starten til slutten av fjerde kvartal. Men auken var ikkje i nærleiken av prisauken i den nordiske marknaden. Prisen på ein terminkontrakt for levering i første og andre kvartal 2011 var 413 og 365 kr/MWh i starten av kvartalet. Mot slutten av kvartalet hadde kontraktane auka med 4 og 3 prosent, til 429 og 377 kr/MWh.

I starten av fjerde kvartal låg prisen på dei tyske terminkontraktane om lag på same prisnivå som dei nordiske. I midten av november auka prisen i den nordiske marknaden betydelig, og den nordiske

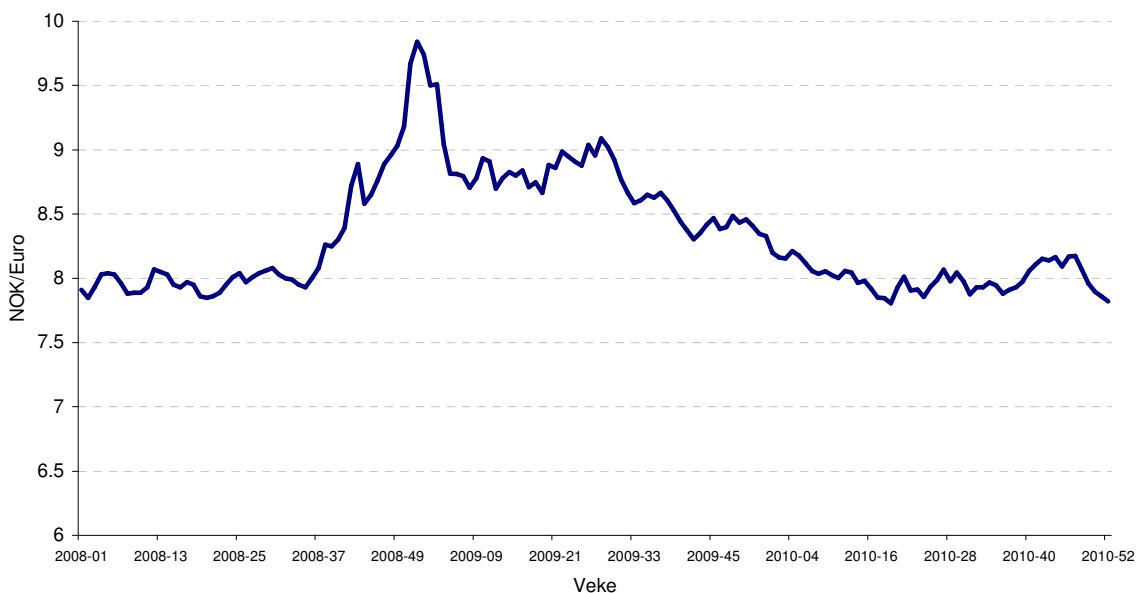
importen frå Nord-Europa auka. Dette saman med auka brenselsprisar var med på å trekke opp prisane på dei tyske kontraktane.

**Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalte finansielle kraftkontraktar i fjerde kvartal 2010, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



Ein euro kosta i snitt 8,1 kroner i fjerde kvartal mot 8,0 kroner i tredje 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**



I siste uka i fjerde kvartal 2010 var systemprisen på Nord Pool 653 kr/MWh. Terminprisane ut år 2015 låg den siste handledagen i fjerde kvartal på mellom 361 og 735 kr/MWh, med høgast pris andre veka i 2011 og lågast i tredje kvartal 2012.

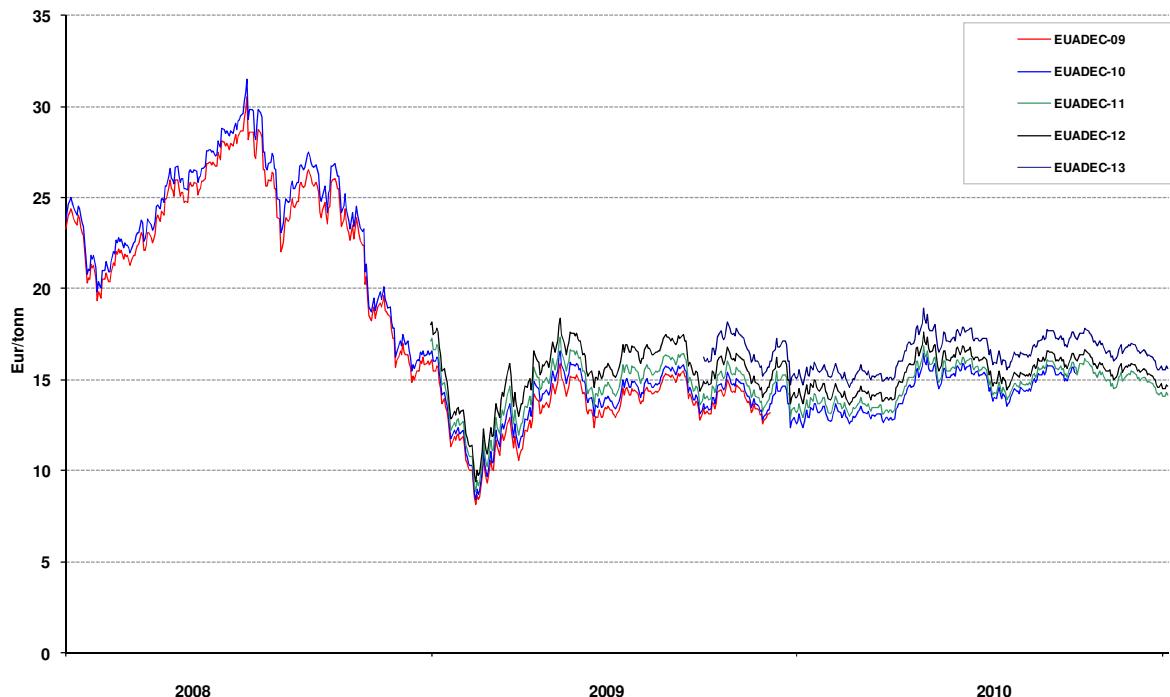
**Figur 1.7.5 Nordisk systempris og prisar i terminmarknaden, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



Prisen på CO<sub>2</sub> påverkar prisen på elektrisk kraft då utslippsrettane er ein del av kostnadene i termisk kraftproduksjon. I fjerde kvartal 2010 kosta ein utsleppsrett for CO<sub>2</sub> i 2010 i gjennomsnitt 15,0 euro/tonn ein oppgang på 0,2 euro frå kvartalet før. Handelen på denne kontrakten blei avslutta 1. desember. Gjennomsnittsprisen for utslippsrettar for 2011 og 2012 var 15,1 og 15,6 euro/tonn.

Frå midten av 2008 fallt prisen på utslippsrettar for CO<sub>2</sub> frå omkring 30 euro/tonn til omkring 8 euro/tonn i midten av februar i 2009. Dette heng saman med lågare kraftforbruk og -produksjon som følgje av finanskrisa. Deretter steig prisen i løpet av våren 2009 til i overkant av 15 euro, kor den holdt seg meir eller mindre stabil ut året. Frå og med andre kvartal 2010 har prisen på utslepp av CO<sub>2</sub> holdt seg rundt 15 euro/tonn.

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



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

Prisnedgangen haldt fram inn i 2009 men så gjekk prisane noko opp igjen. I 2010 har prisane på gass på desse handelsplassane gått frå å ligge rundt 100 øre/Sm<sup>3</sup> i først kvartal og gå opp til 192 øre/Sm<sup>3</sup> på det høgaste mot slutten av 2010.

Prisen på gass på NBP gjekk auka frå 159 øre/Sm<sup>3</sup> i veke 40 til 189 øre/Sm<sup>3</sup> i veke 52. Snittprisen på gass låg på 171 øre/ Sm<sup>3</sup> i fjerde kvartal. Dette er 15 øre høgare enn snittprisen i tredje kvartal.

Tar man utgangspunkt i eit kraftverk i Storbritannia med en nytteeffekt på 55 prosent, ville brenselskostnadane for gass handla på spotmarknaden (eksklusiv rørtariff innanlands) i fjerde kvartal vore i snitt 309 kr/MWh. Dette er ein auke på 28 kr/MWh i forhold til tredje kvartal 2010. Til samanlikning var brenselskostnaden i fjerde kvartal 2009 i snitt 204 kr/MWh.

Figur 1.7.7 syner utviklinga i prisen på kontrakten for nærmaste kvartal (Front Quarter) på gass levert i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) frå 2006 og ut 2010.

**Figur 1.7.7 Gassprisar front quarter i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2010, øre/Sm3.**  
**Kjelde:** Syspower og Spectron Group Limited



Prisen på kol gjekk opp i løpet av fjerde kvartal 2010. I veke 40 vart kontrakten for det nærmaste kvartalet (Front Quarter) handla for 97 dollar/tonn. Ved utgangen av kvartalet, veke 52, var prisen 126 dollar/tonn. Snittprisen i fjerde kvartal enda på 109 dollar/tonn. Dette er 16 dollar høyare enn i kvartalet før. Med ein kolpris på 109 dollar/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport frå Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i eit kolkraftverk som brukar importert kol med 40 prosent nytteeffekt ha vore 206 kr/MWh. Dette er 23 kroner meir enn i tredje kvartal 2010. Til samanlikning var denne kostnaden 143 kr/MWh i fjerde kvartal 2009.

Figur 1.7.8 viser kolprisen frå 2006 og ut 2010. API2 er en indeks for prisutvikling på kol der frakt- og forsikringskostnadene inkludert. API2 måler priser 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 3. til 4. kvartal 2010 såg ein ei kraftig auke i straumprisane. I Aust-, Sørvest og Vest-Noreg var den gjennomsnittlege prisen for 4. kvartal høvesvis 65,5, 61,4 og 65,3 øre/kWh, inkl. mva. og eit påslag til

kraftleverandørane på 1,9 øre/kWh. Avhengig av kva for eit elspotområde ein tek omsyn til svarar dette til ein oppgang på mellom 14,1 og 18,3 øre/kWh frå 3. kvartal 2010, og ei auke på mellom 23,1 og 27,3 øre/kWh frå same kvartal i 2009.

Den gjennomsnittlege prisen for spotpriskontrakt i elspotområdet Midt-Noreg låg noko høgare enn i dei andre elspotområda. I snitt måtte ein betale 69,6 øre/kWh. Dette er mellom anna 4,1 øre høgare enn i Aust-Noreg og 4,3 øre høgare enn i Vest-Noreg. Samanlikna med 3. kvartal 2010 auka prisen i Midt-Noreg med 21,4 øre/kWh. Samanlikna med 4. kvartal 2009 auka prisen med 27,4 øre/kWh. Alle prisane er inkl. mva. og eit antatt påslag på 1,9 øre/kWh til kraftleverandørane.

I Nord-Noreg vart den gjennomsnittlege prisen for 4. kvartal 55,9 øre/kWh. Prisen er oppgitt ekskl. mva. sidan sluttbrukarar i Nordland, Troms og Finnmark har fritak frå mva. på straum. Som følgje av dette

Prisar på kontraktar i øre/kWh	4. kv. 2010	Endring frå 3. kv. 2010	Endring frå 4. kv. 2009
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	65,5	18,3	27,3
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	61,4	14,1	23,1
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	69,6	21,4	27,4
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	55,9	17,4	17,6
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	65,3	18,0	-----
Standard variabel kontrakt	58,6	8,6	22,2
1-årig fastpriskontrakt	57,1	6,1	16,0
3-årig fastpriskontrakt	53,4	3,3	7,7
Omsett volum på ulike kontraktar for hushaldskundar i prosent av total	Snitt frå perioden 1. – 4. kv. 2010	Endring frå perioden 4. kv. 2009 - 3. kv. 2010	Endring frå perioden 1. kv. 2009 – 4. kv. 2010
Spotpriskontrakt (marknadspriskontrakt)	56,1 %	0,1 prosentpoeng	4,1 prosentpoeng
Fastpriskontrakt	4,4 %	-0,3 prosentpoeng	-1,7 prosentpoeng
Variabel kontrakt	39,5 %	0,1 prosentpoeng	-2,4 prosentpoeng
Omsett volum på ulike kontraktar for næringskundar i prosent av total	Snitt frå perioden 1. – 4. kv. 2010	Endring frå perioden 4. kv. 2009 - 3. kv. 2010	Endring frå perioden 1. kv. 2009 – 4. kv. 2010
Spotpriskontrakt (marknadspriskontrakt)	69,2 %	-2,2 prosentpoeng	1,0 prosentpoeng
Fastpriskontrakt	7,1 %	-0,1 prosentpoeng	1,2 prosentpoeng
Variabel kontrakt	23,8 %	2,3 prosentpoeng	-2,2 prosentpoeng
Talet på leverandørskifter	4. kv. 2010	Endring frå 3. kv. 2010	Endring frå 4. kv. 2009
Hushaldskundar	66 900	47 %	25 %
Næringskundar	10 900	110 %	88 %

fritaket på mva. hadde sluttbrukarane i Nord-Noreg den lågaste straumprisen i Noreg. Samanlikna med 3. kvartal 2010 auka kraftprisen med 17,4 øre/kWh. Samanlikna med tilsvarende kvartal 2009 var kraftprisen 17,6 øre/kWh høgare i år.

Standard variabel kontrakt tilbode frå dei dominerande leverandørane i eit utval av dei største nettområda, hadde i 4. kvartal 2010 ein gjennomsnittspris på 58,6 øre/kWh inkl. mva. Dette er lågare enn gjennomsnittsprisane for spotpriskontrakt. 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.

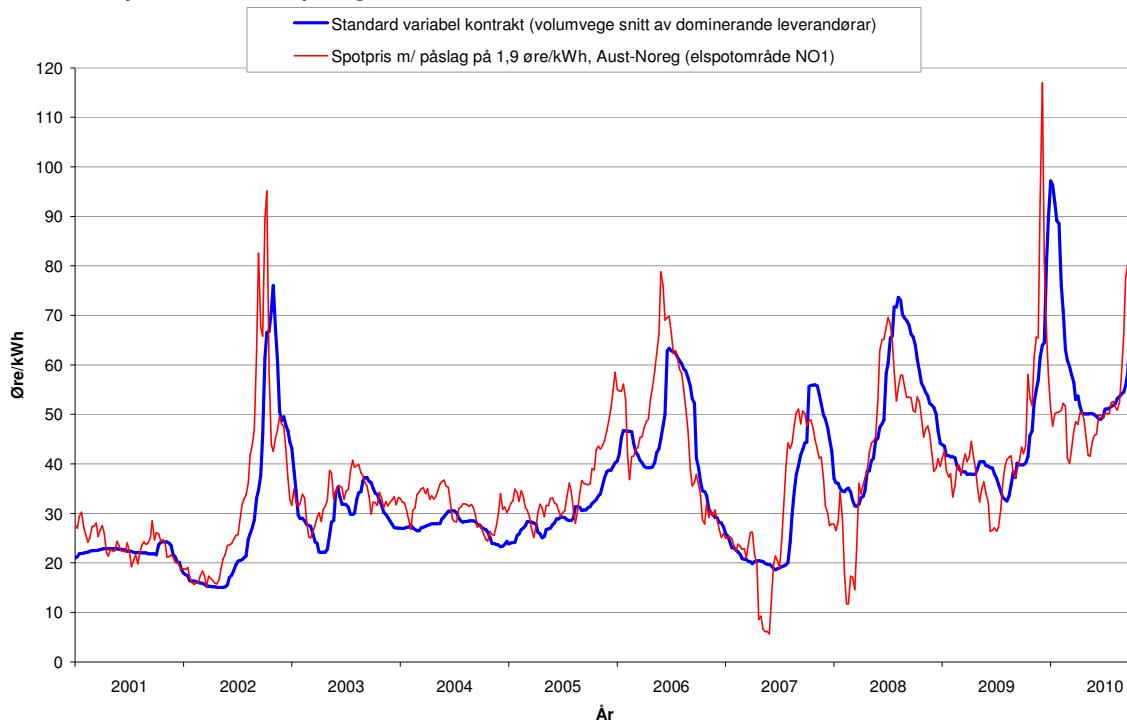
Samanlikna med 3. kvartal 2010 hadde gjennomsnittet av standard variabel kontrakt ein oppgang på 8,6 øre i 4. kvartal. Samanliknar ein 4. kvartal 2010 med tilsvarende kvartal i 2009, ser ein at prisen på standard variabel kontrakt ligg 22,2 øre høgare i år.

Dei gjennomsnittlege prisane på fastpriskontraktar med 1-årig og 3-årig avtaletid var for 4. kvartal 2010 høvesvis 57,1 og 53,4 øre/kWh. Samanlikna med 3. kvartal tilsvasar dette ein oppgang på 6,1 og 3,3 øre. Om ein derimot samanliknar fastpriskontraktane med 4. kvartal 2009, ser ein at dei gjennomsnittlege prisane for 1-årige fastpriskontar auka med 16,0 øre, og at gjennomsnittet for dei 3-årige fastpriskontraktane auka med 7,7 øre.

## Eigenskapar

Figur 1.8.1 samanliknar snittprisen på standard variabel kontrakt tilbode av dominerande leverandørar i eit utval av dei største nettområda med ein spotpriskontrakt i elspotområdet Aust-Noreg (NO1) over tid. Tidsserien strekker seg frå 1. kvartal 2001 til og med 4. kvartal 2010.

**Figur 1.8.1 Standard variabel kontrakt tilbode av dominerande leverandørar i eit utval av dei største nettområda og spotpriskontrakt for Aust- Noreg (elspotområde NO1) inkl. eit påslag på 1,9 øre /kWh, inkl. mva. Kjelder: Konkurransetsynet, Nord Pool Spot og NVE.**



Kwart nettområde som rapporterer til NVE har ein såkalla dominerande leverandør, definert som den leverandøren som har høgst marknadsandel i nettområdet. Den blå linja i figuren viser gjennomsnittsprisen for standard variabel kontrakt tilbode av desse dominerande leverandørane i eit

utval av dei største nettområda. Prisen er volumvekta med forbruket i kvart nettområde. Dette er også den same prisen som blir brukt i tabellen over.

Den røde linja i figuren illustrerer ein spotpriskontrakt som tek utgangspunkt i den vekevisje områdeprisen på Nord Pool Spot. I tillegg til prisen på kraft kommer som regel eit påslag. Påslaget kan vere oppgitt som eit tillegg per kWh og/eller som ein månadleg eller årleg sum. Kraftleverandøren kan fastsette det påslag den sjølv ønskjer, og som følgje av dette varierar påslaget mellom leverandørar og over tid ut frå konkurransesituasjonen. I figur 1.8.1 er det brukt eit påslag på 1,9 øre/kWh, og dette er ein standard vi skal holde oss til gjennom heile kapittelet som omhandlar sluttbrukarmarknaden.

Differansen mellom kraftprisen tilbode til sluttbrukarar og innkjøpsprisen på Nord Pool Spot representerer den bruttomarginen som leverandøren ville fått ved å kjøpe inn all kraft på spotmarknaden. Denne marginen skal dekkje risikoen knytt til volum, pris og andre driftskostnader. Kraftleverandørar som kjøper kraft på elspotmarknaden og deretter sel krafta vidare til ein høgare pris, vil ha ein positiv bruttomargin. Ein kraftleverandør som sel krafta vidare til ein lågare pris enn innkjøpsprisen vil ha ein negativ bruttomargin.

Figur 1.8.1 speglar nokre viktige konkurransestilhøve for tilbydarar av spotpriskontraktar og standard variabel kontrakt i sluttbrukarmarknaden. Det eine er at spotpriskontraktar har ei meir volatil utvikling som følgje av at dei er direkte knytt til swingingane i elspotmarknaden. Det andre høve er at prisjusteringa av standard variabel kontrakt ofte er forsinka relativt til spotspriskontraktane. Dette skuldast at leverandørar av denne kontrakttypen må fastsetje prisen to veker før den nye prisen kan tre i kraft. Avviket til prisen i elspotmarknaden leiar dermed til eit potensielt tap for tilbydarar av standard variabel kontrakt utan prissikring. Dersom forseinkinga er lengre når det er snakk om å setje ned prisen, enn for å setje den opp, vil dette helle i retning av at standard variabel kontrakt kan vere mindre gunstig enn ein spotpriskontrakt, når alt anna er likt. Av figuren kan ein sjå ein tendens til at prisen på standard variabel kontrakt i lengre tid haldast på eit høgare prisnivå enn spotpriskontrakten når denne byrjar å falle i pris, som oftast etter vinterperiodar. På denne måten kan leverandørane av standard variabel kontrakt kompensere for det tapet dei eventuelt måtte påførast dersom dei i visse periodar sett for låg pris.

Som forbrukar er ein gjerne interessert i å finne ut kva som totalt sett blir den billegaste kontrakttypen ved val av ulike typar kontraktar. Sjølv om ein type kontrakt kan ha dei lågaste prisane i gjennomsnitt over kvartalet, er det ikkje sikkert at denne kontrakten gir forbrukaren lågast kostnad. Dersom kontrakten til dømes alltid er dyrast i dei periodane ein forbruker mest kraft (f.eks. kalde periodar), og berre billegast i dei periodane ein forbruker lite, kan dette føre til at kostnaden til forbrukaren likevel blir høgast med denne kontrakten sjølv om den har ein lågare gjennomsnittleg pris.

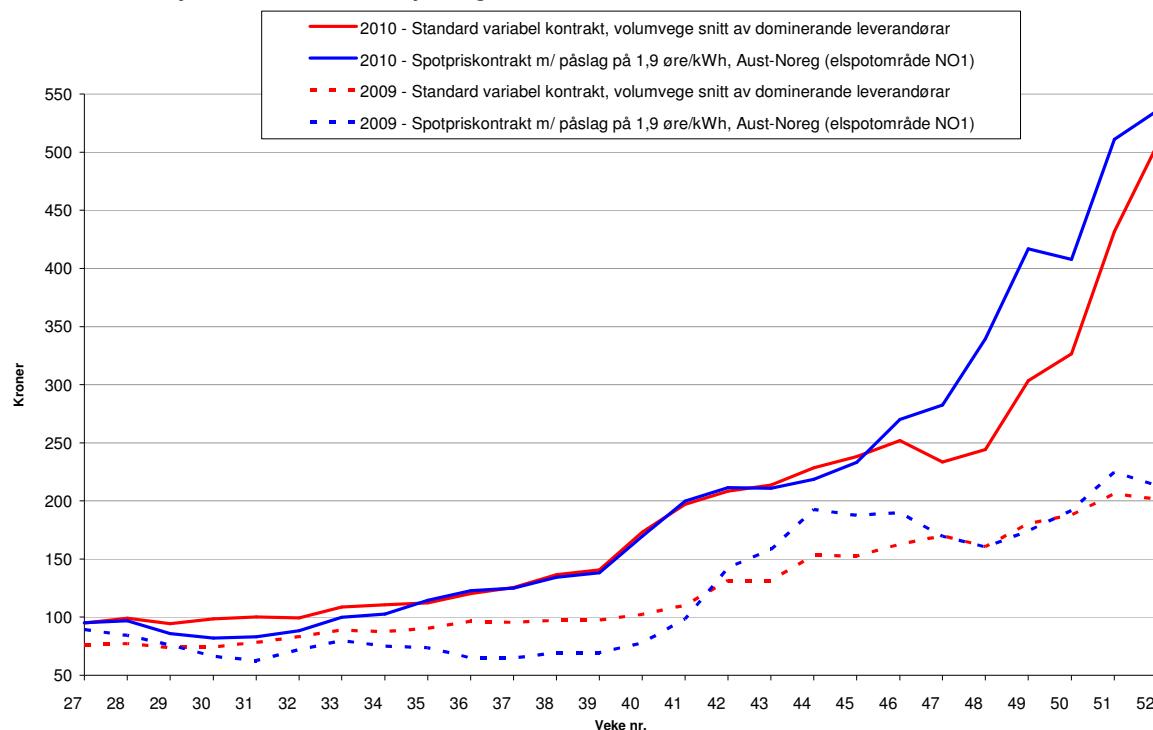
I figur 1.8.2 er forbruket til ein hushaldskunde med eit forbruk på 20 000 kWh i året fordelt etter eit normalt forbruksmønster som kallast justert innmatingsprofil<sup>1</sup>. Ved å vekte vekeprisane med denne profilen får ein eit anslag på kostnadene ved dei ulike kontrakttypane for 3. og 4. kvartal 2010.

Med dei nemnte føresetnadene kan ein sjå at det ikkje var store skilnader mellom spotpriskontrakt og standard variabel kontrakt gjennom heile 3. kvartal og fram til og med veke 45. Frå veke 45 byrja derimot spotprisane i alle elspotområda å stige. Som følgje av den stadige auka i spotprisane ut 4. kvartal, kombinert med to vekers meldeplikt for standard variabel kontrakt og at tilbydarane av standard variabel kontrakt ikkje satt prisen høg nok i forkant av prisauka, hadde snittet av standard

<sup>1</sup> Justert innmatingsprofil (JIP) er ein måte å fordele forbruket til alle kundane i eit nettområde på. Etter at det timemålte forbruket og nettapet i nettområdet er trekt frå totalt forbruk i nettet, sit ein igjen med ei mengde forbrukt strøm som ikkje er målt. Dette gir grunnlaget til ein fordelingsnøkkelen. I figur 1.8.2 er det lagt til grunn ein hushaldskunde med eit forbruk på 20 000 kWh /år.

variabel kontrakt ein lågare pris ein spotpriskontrakt. Difor kan det ha vore meir lønsamt å ha ein standard variabel kontrakt (basert på det volumvege gjennomsnittet frå dei dominerande leverandørane) enn ein spotpriskontrakt med eit påslag på 1,9 øre/kWh frå veke 45.

**Figur 1.8.2 Kostnad for spotpriskontrakt og standard variabel kontrakt, vekta etter forbruksprofil for 3. og 4. kvartal i 2010, inkl. mva. Kjelder: Konkurransestilsynet og NVE.**



### Påslag på spotpriskontrakt

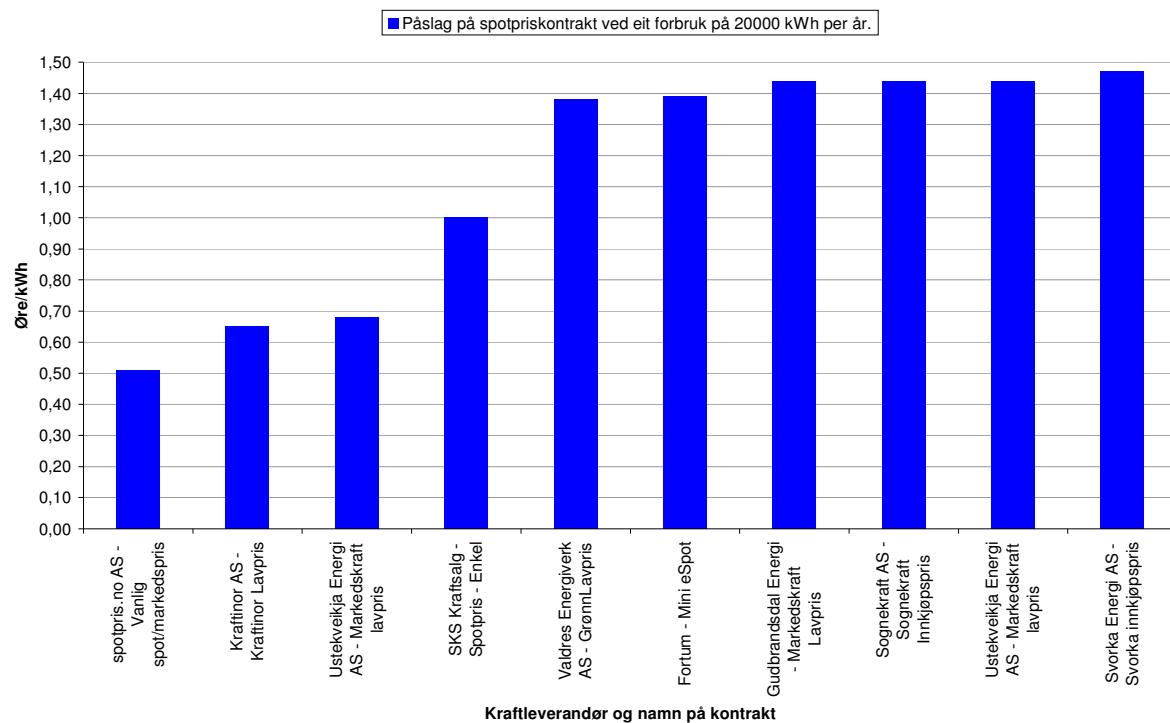
Figur 1.8.3 viser ei oversikt over påslaga på elspotprisen for dei ti billegaste spotpriskontraktane tilbode i Oslo for veke 52, dvs. den siste veka i kvartalet. Sidan nokre kontraktar har eit påslag per kWh, medan andre har ein fast sum per månad, år eller begge deler, kan det av og til vere vanskelig å samanlikne dei ulike kontraktane. I figuren under er det difor rekna ut eit påslag i øre per kWh for ein hushaldskunde med eit forbruk på 20.000 kWh per år<sup>1</sup>, for å lettare 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 heile tida har eit beløp inneståande hos kraftleverandøren. Det er difor ikkje føremålsteneleg å inkludere desse kontrakttypane i samanlikninga da 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 har på elspotprisen.

Figur 1.8.3 viser òg at det er store skilnader sjølv blant dei ti billegaste kontraktane. Den rimelegaste kontrakten som vart tilbode hadde eit påslag på 0,51 øre/kWh. Den tiande billegaste hadde eit berekna påslag på 1,47 øre/kWh. I den same veka hadde til dømes den 19. billegaste kontrakten eit berekna påslag på 2,5 øre/kWh ved eit forbruk på 20000 kWh per år. Skilnaden mellom valet av denne kontrakten og den billigaste kontrakten tilsvasar då 398 kr per år dersom ein forbruker 20000 kWh per år. 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.

<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.

**Figur 1.8.3 Påslag på spotpriskontrakt per 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 52 2010. Kjelde: Konkurransetilsynet**



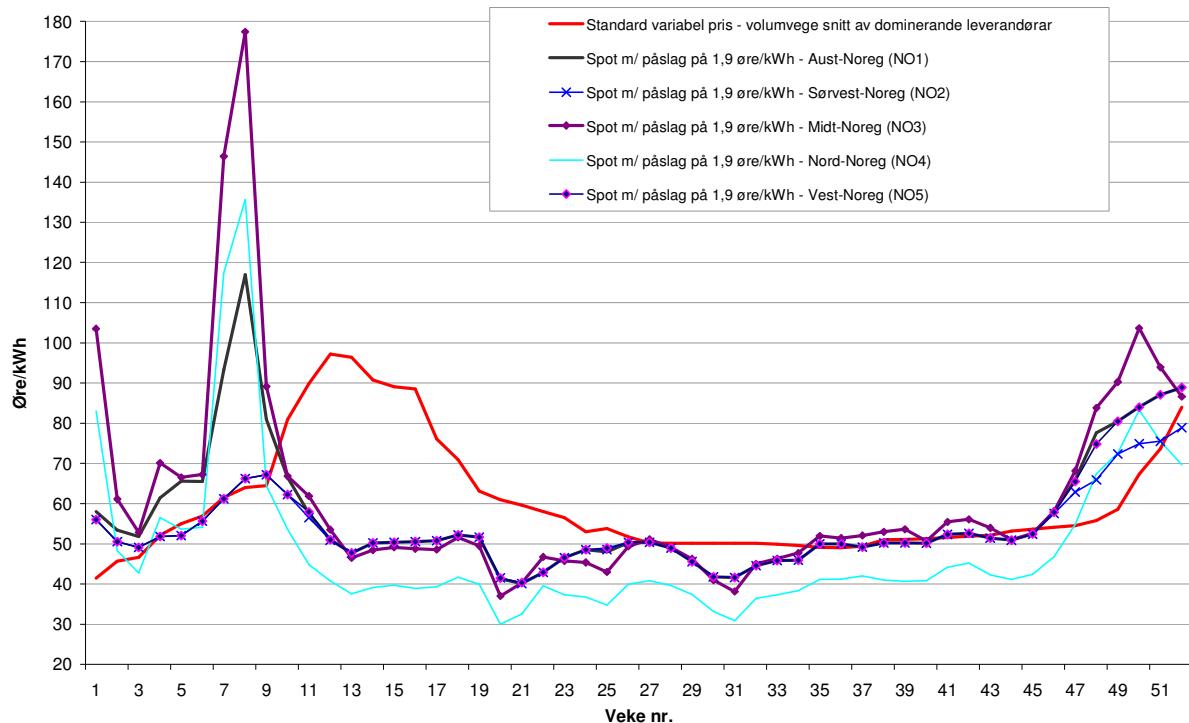
### Prisutvikling

Figur 1.8.4 samanliknar den same 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), i løpet av 2010.

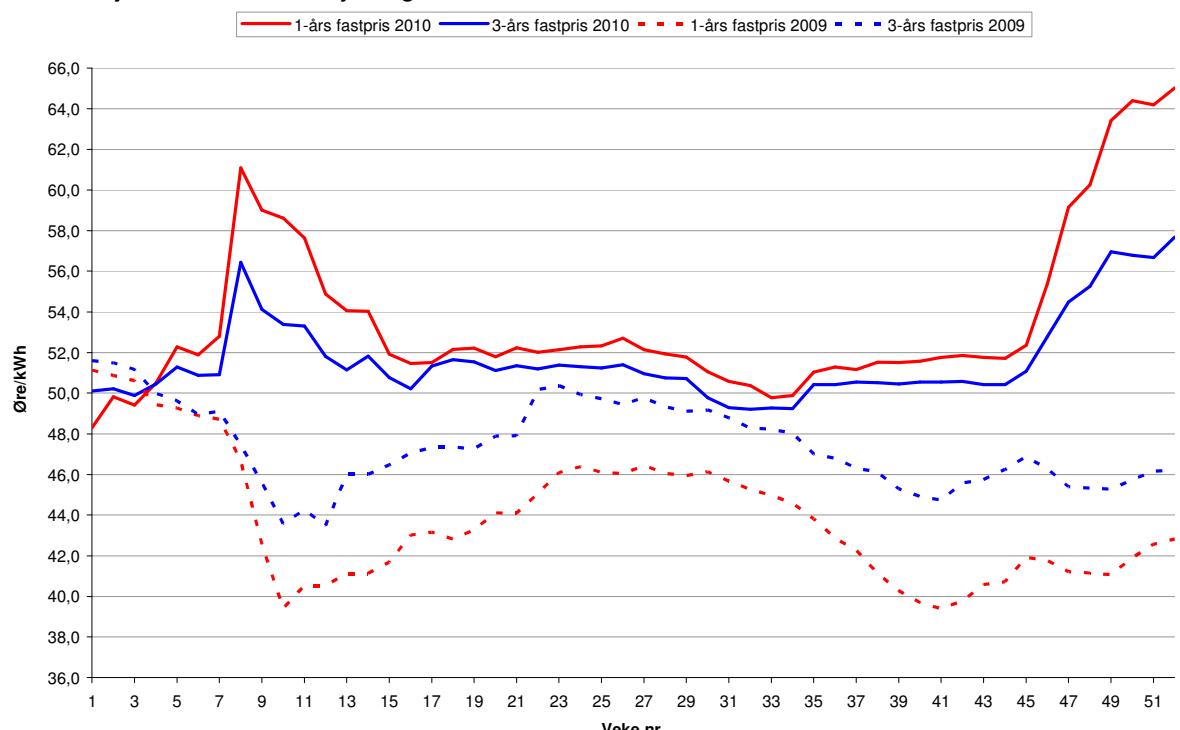
Av figuren kan ein sjå at standard variabel kontrakt hadde ein gradvis stigande pris frå veke 1 fram til og med veke 12. Deretter prisen fall den gradvis. Frå veke 10 til og med veke 26 låg prisen på standard variabel kontrakt over spotprisen. Frå veke 27 kan ein sjå at standard variabel kontrakt varierte lite, men at den gjennom 3. kvartal i snitt låg noko over spotprisen. I 4. kvartal auka spotprisane frå og med veke 45. Prisen på standard variabel auka derimot ikkje så mykje før i veke 48. Snittprisen for vårt utval av standard variabel kontrakt varierte i 4. kvartal mellom 51,23 og 83,9 med eit snitt på 58,6 øre/kWh.

Prisen på spotpriskontrakt varierte derimot meir frå veke til veke. I løpet av kvartalet varierte prisen for prisområdet Aust-Noreg (NO1) mellom 50,2 og 88,6 øre/kWh, med ein snittpris på 65,6 øre/kWh. I prisområdet Sørvest-Noreg (NO2) varierte prisen mellom 50,2 og 78,7 øre/kWh, med eit snitt på 61,4 øre/kWh. I prisområdet Midt-Noreg (NO3) varierte prisen mellom 50,7 og 103,6 øre/kWh, med eit snitt på 69,6 øre/kWh. I prisområdet Nord-Noreg varierte prisen mellom 40,8 og 83,3 øre/kWh, ekskl. mva., med eit snitt på 55,9. I prisområdet Vest-Noreg (NO5) varierte prisen i 4. kvartal mellom 50,2 og 88,9 øre/kWh, med eit snitt på 65,3 øre/kWh.

**Figur 1.8.4 Gjennomsnittlige vekesprisar gjennom 2010 for av standard variabel kontrakt tilbode av eit utval dominante leverandørane 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.**



**Figur 1.8.5 Prisutvikling for 1- og 3- års fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år for 2009 og 2010. Prisane er inkl. mva.. Kjelde: Konurransetilsynet og NVE.**



Prisen for dei 1-årige kontraktane auka frå 51,6 øre/kWh i veke 40 til 65,0 øre/kWh i veke 52. Dette står i kontrast til det stabile prisbiletet ein såg i 2. og 3. kvartal 2010, der prisane frå veke til veke varierte frå 49,8 til 54,0 øre/kWh. Gjennomsnittsprisen for dei 3-årige kontraktane auka frå 51,0 øre/kWh i veke 40 til 57,7 øre/kWh i veke 52. Dette står også i kontrast til stabile prisbiletet ein såg i 2. og 3. kvartal 2010, der prisane varierte frå 49,2 til 51,8 øre/kWh.

Om ein samanliknar 4. kvartal 2010 med tilsvarende kvartal året før, kan ein sjå at både dei 1-årige og dei 3-årige kontrakttypane har auka i pris. Snittprisen for heile kvartalet var på 57,1 øre/kWh for dei 1-årige og 53,4 øre/kWh for dei 3-årige kontraktane. Det er ein oppgang på høvesvis 38 og 17 prosent frå året før. I 4. kvartal 2009 låg snittprisen på 41,1 øre/kWh for dei 1-årige kontraktane, og på 45,7 kWh for dei 3-årige kontraktane.

## 1.8.2 Leverandørskifte

Som eit ledd i arbeidet med å undersøke om kraftmarknaden fungerer tilfredsstillande, har NVE sidan 1997 gjort kvartalsvise undersøkingar om leverandørskifte. Frå 1999 vart undersøkinga utvida frå å berre omfatte hushaldskundar, til òg å inkludera næringskundar. Frå og med 4. kvartal 2004 er nettselskapet òg bedd om å rapportere om marknadsdelar for dei fem største leverandørane i nærings- og hushaldsmarknaden. NVE kontaktar kvart kvartal nettselskapet i 28 av dei største distribusjonsnetta i Noreg for å innhente tala.<sup>1</sup>

Dei 28 nettområda omfatta i 4. kvartal 2010 85 prosent av hushaldsmarknaden. Frå 1. kvartal 2008 fram til dags dato, er talet på abonnement knytt til hushald og hytter/fritidsbustadar utrekna til 2 398 200. Nøkkeltala for hushaldsmarknaden er difor skalert opp med 1,17 for å representere heile landet.<sup>2</sup>

### Liberaliseringa av den norske kraftmarknaden

I dag kan hushaldskundar velje kraftleverandør heilt fritt. På Konkurransetilsynet si kraftprisoversikt var det i utgangen av kvartalet registrert spotpriskontraktar frå over 19 leverandørar for kundar i Oslo, medan det for standard variabel kontraktar var registrert tilbod frå 20 registrerte leverandørar. For fastpriskontraktar kunne ein òg velje mellom tilbod frå godt over 20 leverandørar.

Men sjølv om kundane står fritt til å velje kraftleverandør, har kvart nettområde gjerne ein dominante leverandør med omfattande marknadsandel. I dei fleste tilfelle har denne leverandøren vore integrert med det lokale nettselskapet sidan opninga av kraftmarknaden i 1991.

### Samanhengen mellom leverandørskifte og prisutvikling

Figur 1.8.6 gir ei oversikt over talet på leverandørskifte i løpet av kvart kvartal saman med utviklinga i spotprisen i elspotområdet Aust-Noreg (NO1). Prisen i dette elspotområdet har vore omtrent likt som i dei andre elspotområda i Noreg, og dermed har valet av nettopp dette elspotområdet ikkje noko betyding for dei samanhengane vi skal fram til.

Når ein plottar desse to seriane i same graf, ser ein ein klar samanheng mellom talet på leverandørskifte og prisnivået i marknaden. I periodar med høge prisar aukar talet på leverandørskifte, og i periodar med låge prisar, har det generelt vore ein nedgang i talet på leverandørskifte.

Forklaringa på dette kan vere samansett, men ei plausibel forklaring er at det i periodar med høge prisar (som følgje av ei brå auke), er større skilnad mellom dei ulike kraftleverandørane, spesielt innafor tilbode av standard variabel kontrakt. Grunnen til dette er at prisane på standard variabel kontrakt gjerne følgjer eit par veker etter utvilinga i elspotmarknaden. I tillegg endrar ikkje leverandørane prisane samtidig, slik at ein opplever større skilnader i pris. Og når det er større

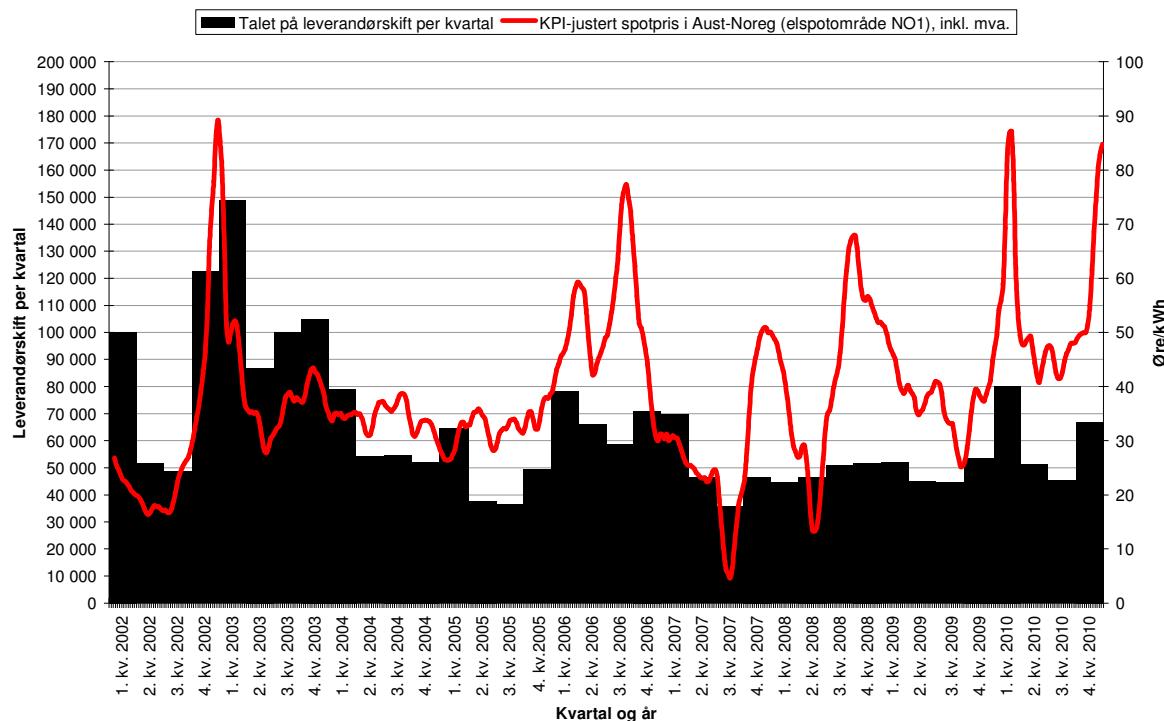
<sup>1</sup> Utvalet er per i dag frå dei 28 største nettområda i Noreg. Utvalet treng ikkje vere statistisk representativt. Utvalet er gjort ut i frå vurderinga om at mindre nettselskap har avgrensar ressursar til å drive denne type rapportering. Dersom det er slik at kundar i mindre nettområde er meir lojale mot ein lokal leverandør, vil dei skalerte tala i undersøkinga gi for høge estimat, men dersom det motsette er tilfelle vil estimata bli for låge.

<sup>2</sup> Frå 4. kvartal 2004 til og med 4. kvartal 2007 er talet på leverandørskifte skalert opp med utgangspunkt i 2,3 millionar hushaldsabonnement.

skilnader i pris, har sluttbrukarane meir å spare på å skifte leverandør. Den motsette effekten oppstår ved låge marknadsprisar.

Ein annan medverkande og forsterkande årsak kan vere at det i periodar med høge kraftprisar generelt sett er større mediemerksemde omkring kostnadane på kraft og moglegheiter for skifte av kraftleverandør. Som følgje av dei auka kraftprisane frå og med veke 46 er det observert stor mediemerksemde omkring kraftprisar og leverandørbytte. Dette kan igjen ha påverka sluttbrukarane til å revurdere kraftkontrakten sin.

**Figur 1.8.6 Samanheng mellom spotpris og talet på leverandørskifte. Kjelder: Nord Pool Spot og NVE.**



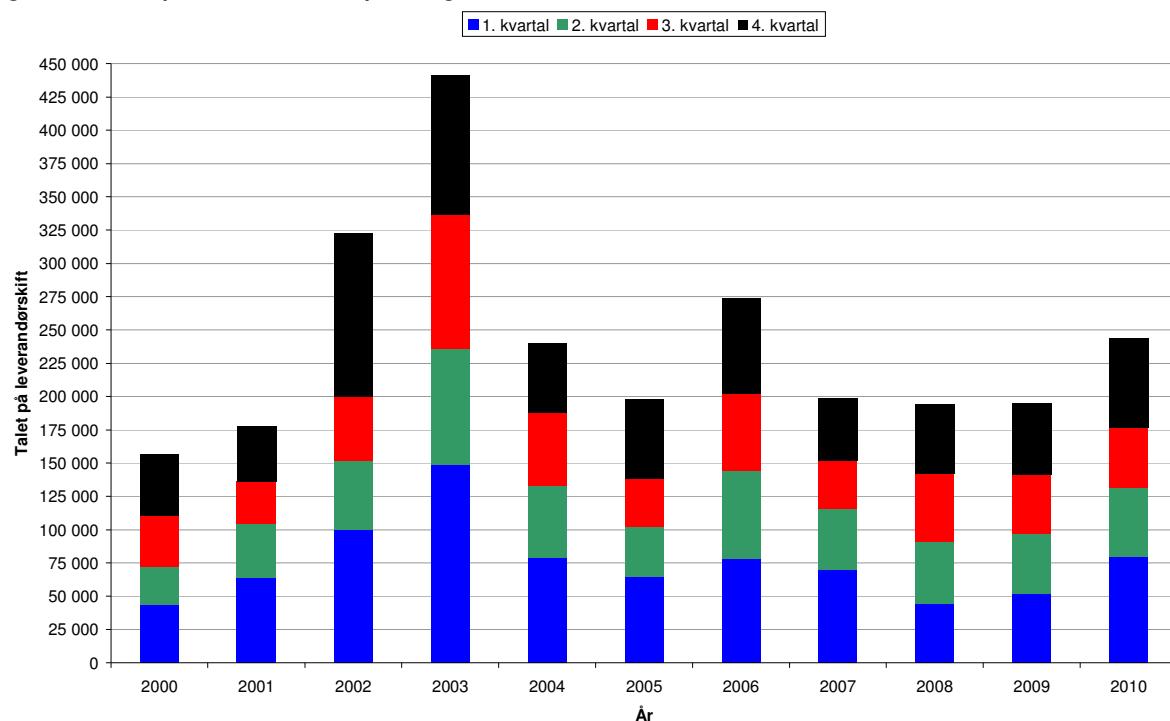
### Leverandørskifte i hushaldsmarknaden

For hushaldsmarknaden baud 4. kvartal 2010 på 66900 leverandørskifte. Dette svarar til ein oppgang på 47 prosent frå 3. kvartal, då ein hadde 45400 leverandørskifte. Samanlikna med same kvartal i fjar, då talet på leverandørskifte var 53700, auka leverandørskifta innanfor hushaldssektoren med 13 prosent. Årsaka til at ein såg fleire leverandørskifte i 4. kvartal 2010 samanlikna med 3. kvartal 2010 og 4. kvartal 2009 kan kome av at det har vore høgare kraftprisar i 4 kvartal 2010, jf. førra avsnitt.

Av figur 1.8.7 kan ein sjå utviklinga i talet på leverandørskifte i hushaldsmarknaden per år. Figuren har òg ei inndeling i talet på skifter fordelt på dei fire kvartala i kvart år. Som ein kan sjå av figuren var 2002 og 2003 to år med mange leverandørskift, medan utviklinga har vore nokolunde stabil etter det, med unntak av 2006. 2010 skil seg derimot ut ifrå dei tre føregåande åra med eit høgt tal på leverandørskifte sett under eitt. Spesielt skil 1. og 4. kvartal seg ut med mange leverandørskift. Forklaringa til dette kan kome av at vi har hatt unormalt høge kraftprisar desse to kvartala. Ei anna hending som òg kan ha påverka talet på leverandørskifte er at Vitel gjekk ut av markanden i 1. kvartal 2010, og at desse kundane var nøydt til å velje leverandør på nytt.

Det totale talet på leverandørskifte i hushaldsmarknaden i perioden 1. januar 1995 til 2. januar 2011 er no 2 643 400.

**Figur 1.8.7. Talet på leverandørskifte per år og kvartal i hushaldsmarknaden**

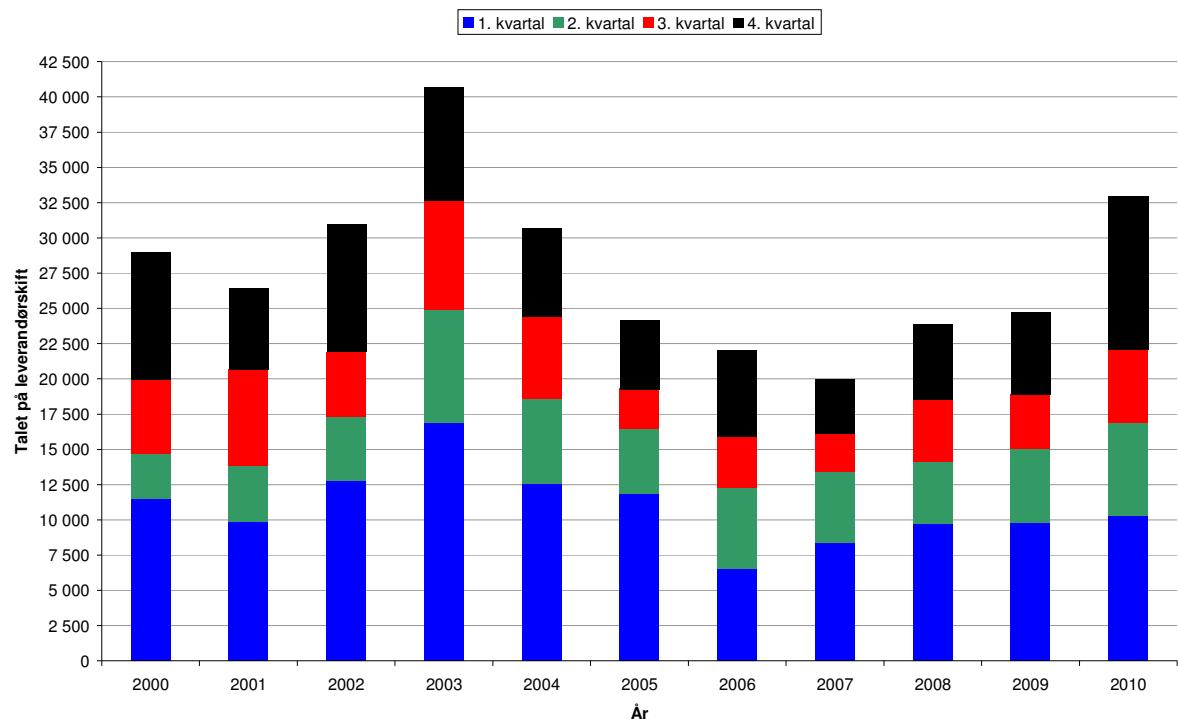


### Leverandørskifte i næringsmarknaden

For næringsmarknaden bud 4. kvartal 2010 på 10900 leverandørskifte. Dette svarar til ein oppgang på 110 prosent frå 3. kvartal, då ein hadde 5200 leverandørskifte. Samanlikna med same kvartal i fjor, då talet på leverandørskifte var 5800, auka leverandørskifta innanfor næringssektoren med 88 prosent. Årsaka til at ein såg fleire leverandørskifte i 4. kvartal 2010 samanlikna med 3. kvartal 2010 og 4. kvartal 2009 kan kome av at det har vore høgare kraftprisar i 4. kvartal 2010, jf. avsnittet om samanhengen mellom prisutvikling og leverandørskifte.

Av figur 1.8.8 kan ein sjå at for næringsmarknaden var 2010 det året med flest leverandørskift sidan 2003. Ei naturleg forklaring på dette kan igjen vere at prisnivået i 2010 var mykje høgare enn normalt.

**Figur 1.8.8. Talet på leverandørskifte per år og kvartal for næringsmarknaden**



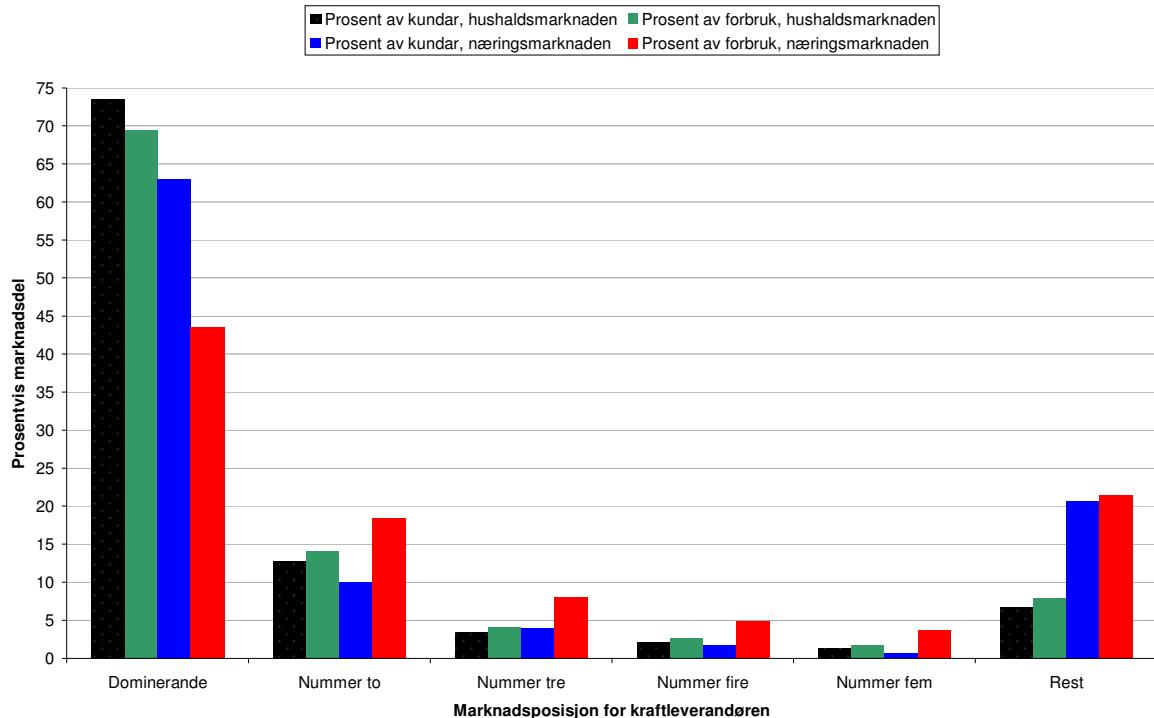
### 1.8.3 Marknadsdelar

Både i hushalds- og næringsmarknaden har dei fleste leverandørar ein vesentleg marknadsdel i berre eitt nettområde, som oftast i nettområdet til det integrerte nettselskapet, og eventuelt i nokre få tilgrensande nettområde. Elles er mange av leverandørane med marknadsdelar i berre eitt nettområde store næringskundar som gjerne kjøper kraft på Nord Pool Spot via ein meklar. Meklaren står då sjølv som leverandør til tross for at det er fleire som bruker same meklarhus. Som følgje av dette er det høge talet på leverandørar med stor marknadsdel i næringsmarknaden noko misvisande.

Figur 1.8.9 viser kor stor del av kundar og forbruk dei fem største leverandørane i snitt har innanfor ”sitt” nettområde i 4. kvartal 2010.

Når det gjeld storleiken på marknadsdelane finn vi relativt stor spreing mellom dei ulike nettområda. Den lågaste marknadsdelen for ein dominerande kraftleverandør i hushaldsmarknaden målt i talet på kundar var 4. kvartal 2010 på 25,2 prosent, medan den høgaste marknadsdelen var 90,4 prosent. Gjennomsnittleg marknadsdel i hushaldsmarknaden målt i talet på kundar var 73,5 prosent, noko som er 0,9 prosentpoeng høgare enn førre kvartal (72,6 prosent).

#### 1.8.9. Gjennomsnittleg marknadsandel for dei fem dominante leverandørane i 4. kvartal 2010. Kjelde: NVE



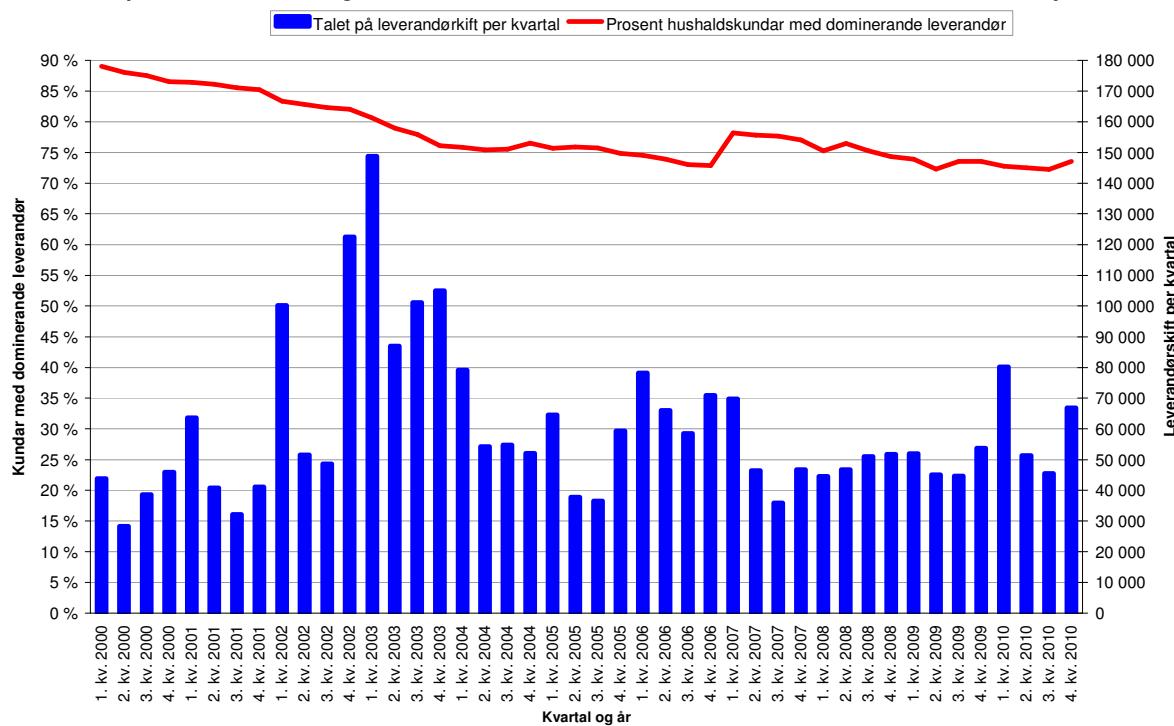
Høgaste marknadsandel målt i talet på kundar for ein dominante leverandør i næringsmarknaden i 4. kvartal 2010 var 82,2 prosent, medan den lågaste marknadsdelen var 18,8 prosent. I snitt var marknadsdelen 63,0 prosent, noko som er 0,8 prosentpoeng lågare enn førre kvartal (63,8 prosent).

Den gjennomsnittlege delen av forbruket som tilfall den dominante leverandøren var for hushalds- og næringsmarknaden på høvesvis 69,5 og 43,6 prosent.

#### Delar i hushaldsmarknaden

Figur 1.8.10 viser talet på leverandørskifte over tid saman med utviklinga i delen av hushaldskundar som er tilknytt den dominante leverandøren i sitt nettområde. Sjølv om ein såg ei lita auke i delen av hushaldskundar hos dei dominante leverandørane, visar figuren at det over tid har vore ein fallande tendens i marknadsdelane for dei dominante leverandørane. Dette kan skuldast auka konkurranse mellom kraftleverandørar, samt at stadig fleire hushaldskundar har blitt medvitne på at dei fritt kan velje kraftleverandør.

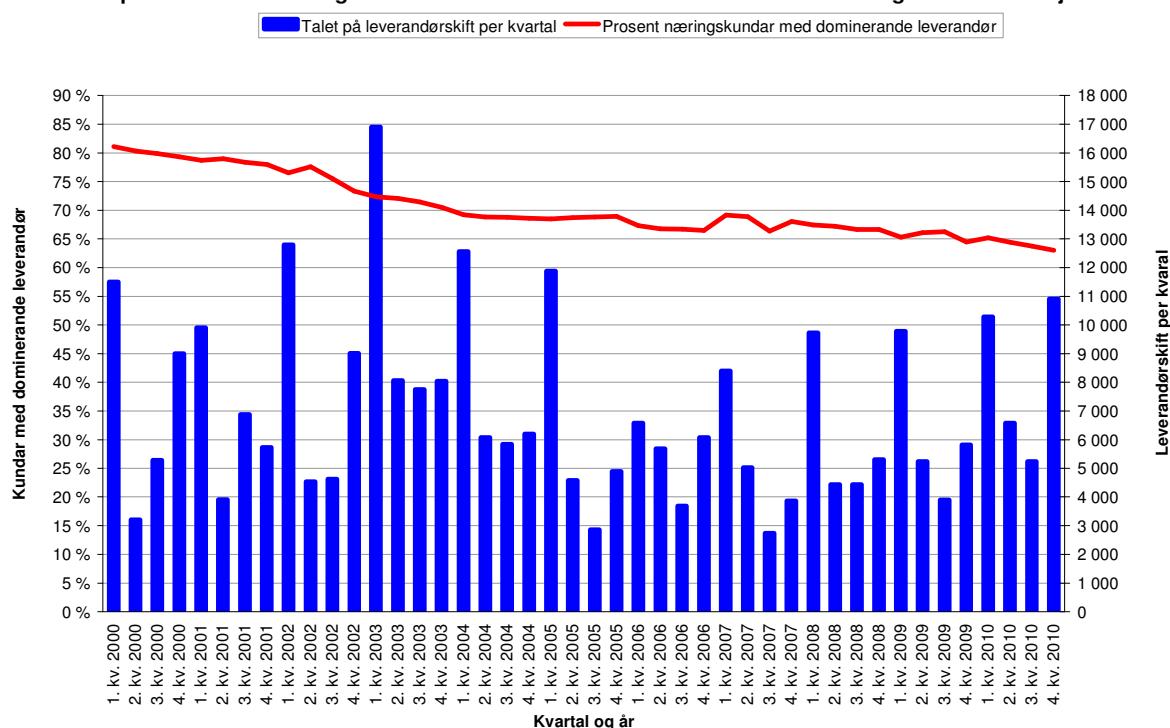
#### 1.8.10. Talet på leverandørskifte og marknadsdelar for dominerande leverandør i hushaldsmarknaden. Kjelde: NVE



#### 1.8.4 Delar i næringsmarknaden

Figur 1.8.11 viser talet på leverandørskifte over tid saman med utviklinga i delen av næringskundar som er tilknytt den dominante leverandøren i sitt nettområde. Figuren viser at det har vore ein fallande tendens i marknadsdelane for dei dominante leverandørane.

#### 1.8.11 Talet på leverandørskifte og marknadsdelar for dominante leverandørar i næringsmarknaden. Kjelde: NVE



## 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. Det korrigerast ikkje for manglande innrapportering, og det er difor grunn til å vere varsam med å leggje vekt på den kvartalsvise utviklinga i undersøkinga.

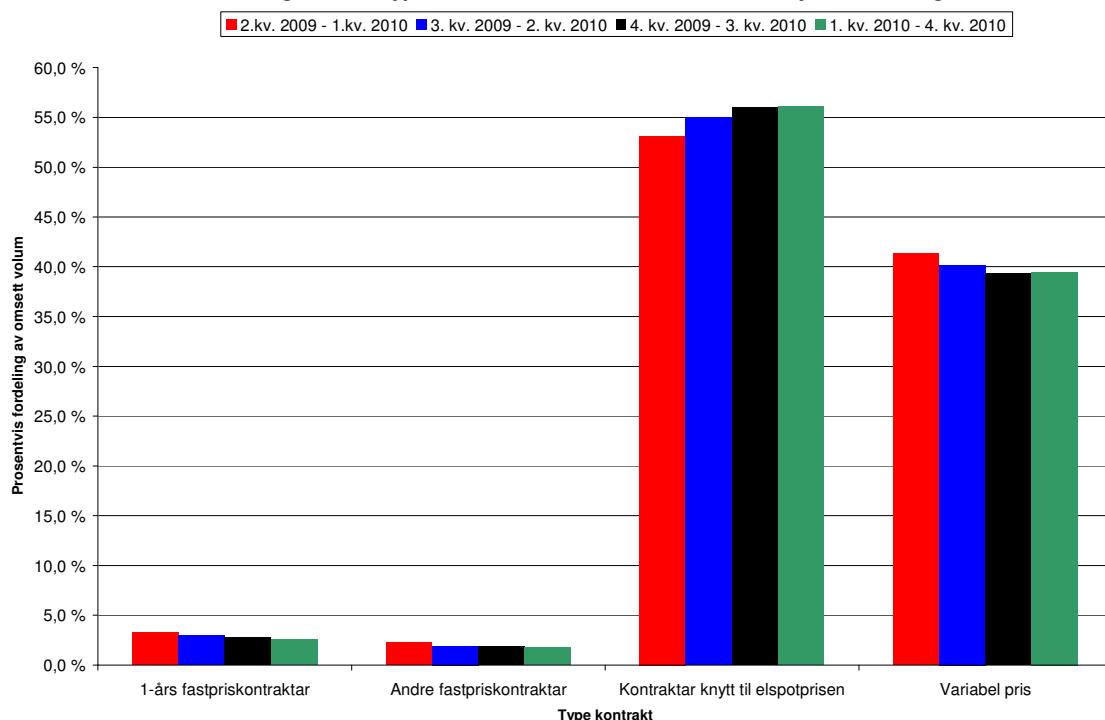
Undersøkinga kan likevel gje god informasjon om korleis valet av forskjellige kontraktar har utvikla seg i eit lengre tidsperspektiv, og den kan òg seie noko om den underliggende trenden. Vi har difor valt å sjå på eit glidande eittårs gjennomsnitt over utviklinga i kontraktsval.

## 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 prosent av det totale kraftvolumet til hushaldskundar omsett på denne kontrakttypen. Over dei fire siste kvartala (1. kvartal 2010 - 4. kvartal 2010) har derimot berre 39,5 prosent blitt omsett på ein slik type kontrakt.

Tala frå SSB visar òg at 56,1 prosent av kraftvolumet til hushaldskundane blir omsett på ein kontrakt som er knytt til elspotprisen, medan berre 4,4 prosent av volumet blir omsett på fastpriskontrakt. Dette er presentert i figur 1.8.12, som bekreftar trenden i retning av at stadig fleire hushaldskundar vel spotpriskontrakt framfor variabel kontrakt eller fastpriskontrakt.

**Figur 1.8.12 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i hushaldsmarknaden. Kjelder: SSB og NVE**



## Leveringsplikt

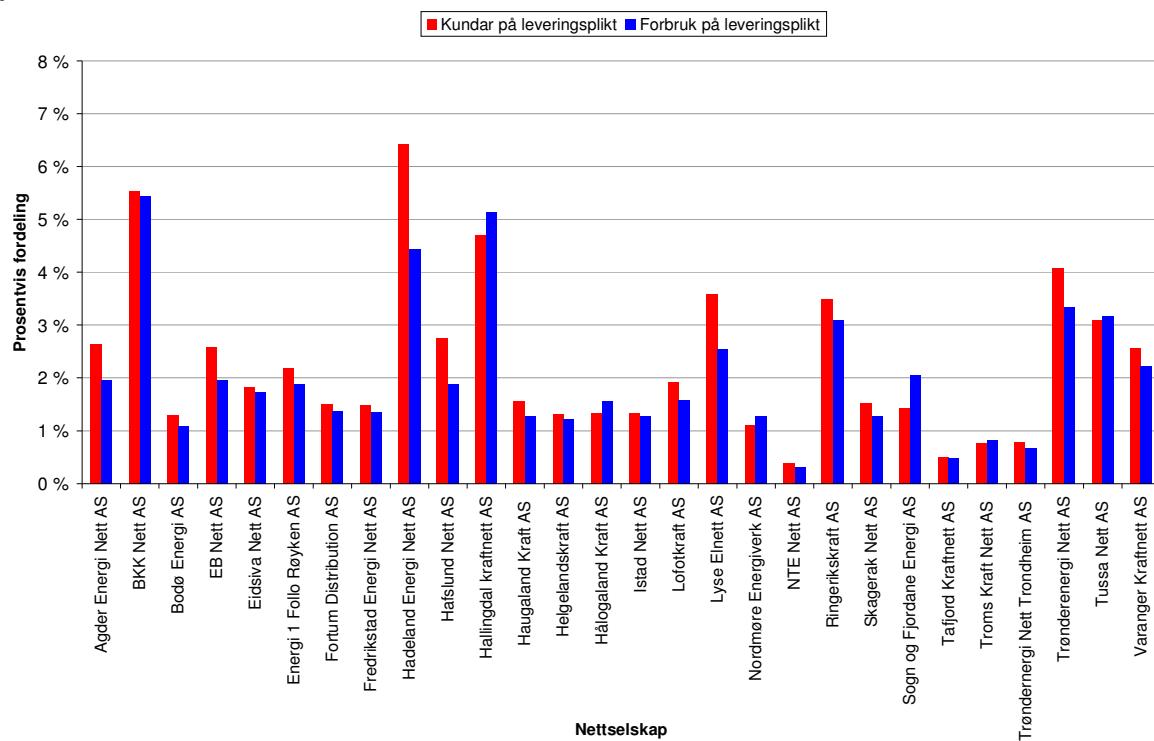
Nokre kundar har ikkje valt ein eigen kraftleverandør, men får som følgje av leveringsplikta levert kraft frå nettselskapa i det området han eller ho bur. Kraftprisen for kundar på leveringsplikt er regulert dei første seks vekene, og prisen i denne tida skal ikkje vere høgare enn elspotprisen i området pluss eit påslag på 6,25 øre/kWh (inkl. mva.). Etter dei første seks vekene skal nettselskapet fastsette prisen på ein slik måte at kundane får insentiv til å velje ein normal kraftleverandør. Leveringsplikta er meint å vere ei midlertidig ordning, og den skal difor vere dyrare enn ei marknadsbasert kraftavtale i

området over tid. Likevel ser ein ein tendens til at nettselskapa har relativt mange kundar på leveringsplikt.

Ved utgangen av 4. kvartal 2010 fekk i snitt 2,3 prosent av hushaldskundane kraft på leveringsplikt. Dette er omtrent det same som i førre kvartal, og talet har vore stabilt dei siste kvartala. Den største delen av kundar på leveringsplikt i eit nettområde var på 6,4 prosent, medan den lågaste delen i eit nettområde var på 0,5 prosent.

Figuren under viser kor mange prosent av hushaldsabonnementane som per 2. januar 2011 var på leveringsplikt i dei 28 nettområda som deltar i undersøkinga.

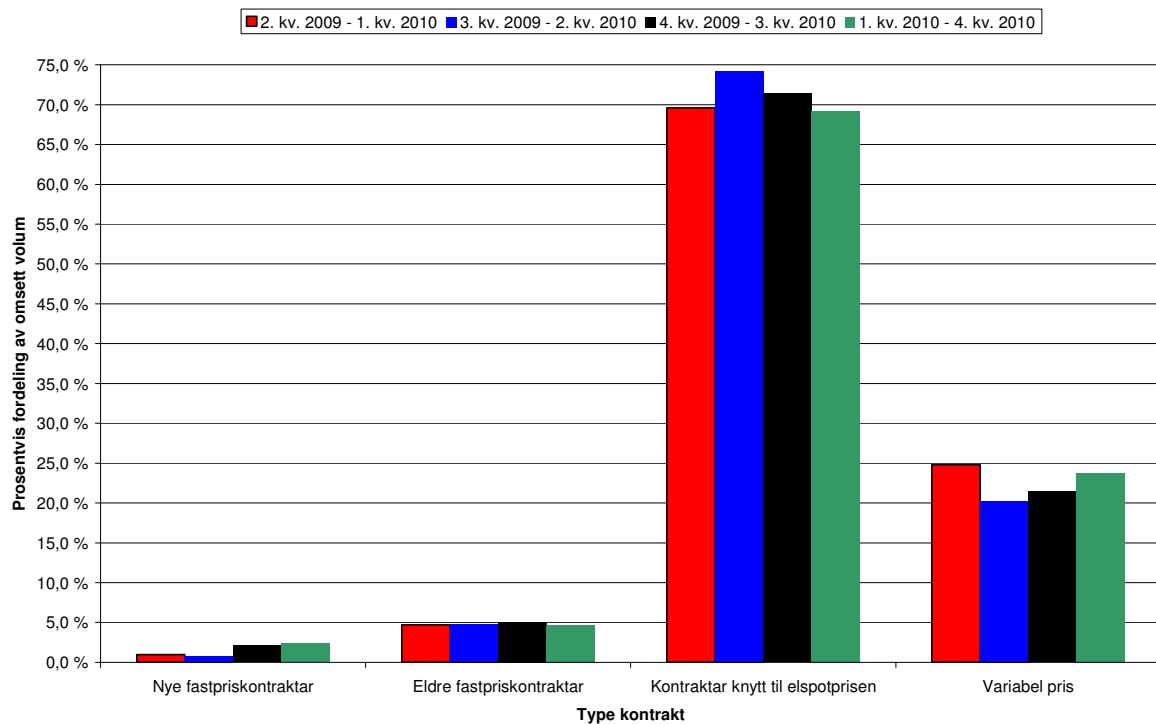
**Figur 1.8.13 Prosentvis fordeling av hushaldskundar på leveringsplikt for 28 nettområde i Noreg per 2. januar 2011.  
Kjelde: NVE.**



### Kraftkontraktar for næringskundar

Samanlikna med hushaldskundar, har næringskundar i større grad valt kontraktar knytt til spotprisen. I figur 1.8.14 kan ein sjå at for næringskundar har i snitt 69,2 prosent av kraftvolumet over det siste året blitt omsett på kontraktar knytt til elspotprisen. 23,8 prosent av volumet har blitt omsett på variable kontraktar, og 7,1 prosent av volumet har blitt omsett på fastpriskontraktar. Samanlikna med tala for sist kvartal, ser ein eit auka omsett volum på variable kontraktar og ein liten nedgang i omsett volum på spotpriskontraktar og fastpriskontraktar.

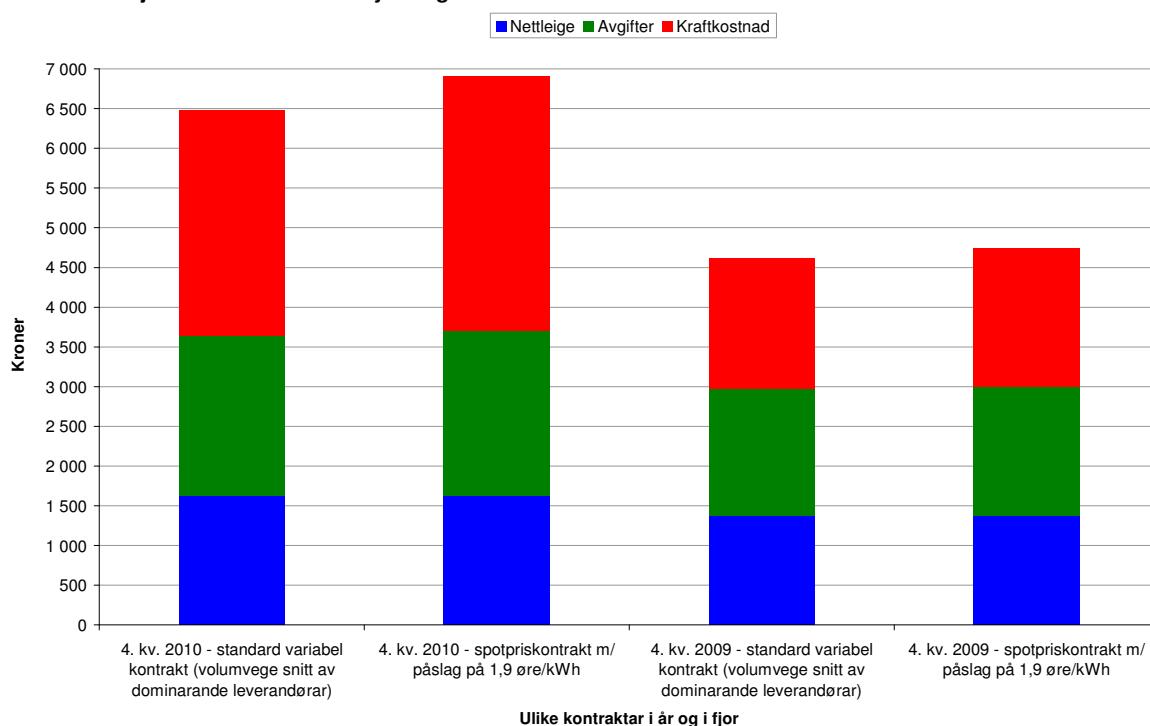
**Figur 1.8.14 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i næringsmarknaden. Kjelder: SSB og NVE.**



### Hushalda sine samla utgifter til elektrisk kraft

Om ein føresetter eit forbruk på 20000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg justert innmatingsprofil frå 2009 og ei nettleige tilsvarende landsgjennomsnittet (27,5 øre/kWh ekskl. mva. i 2010), kan ein for eit hushald med standard variabel kontrakt rekne ut ein truleg kostnad i 4. kvartal 2010 på til saman 6480 kroner.

**Figur 1.8.15 Totalkostnad i 4. kvartal 2010 til kraft, nettleige, og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh. Kjelder: Konurransetilsynet og NVE.**



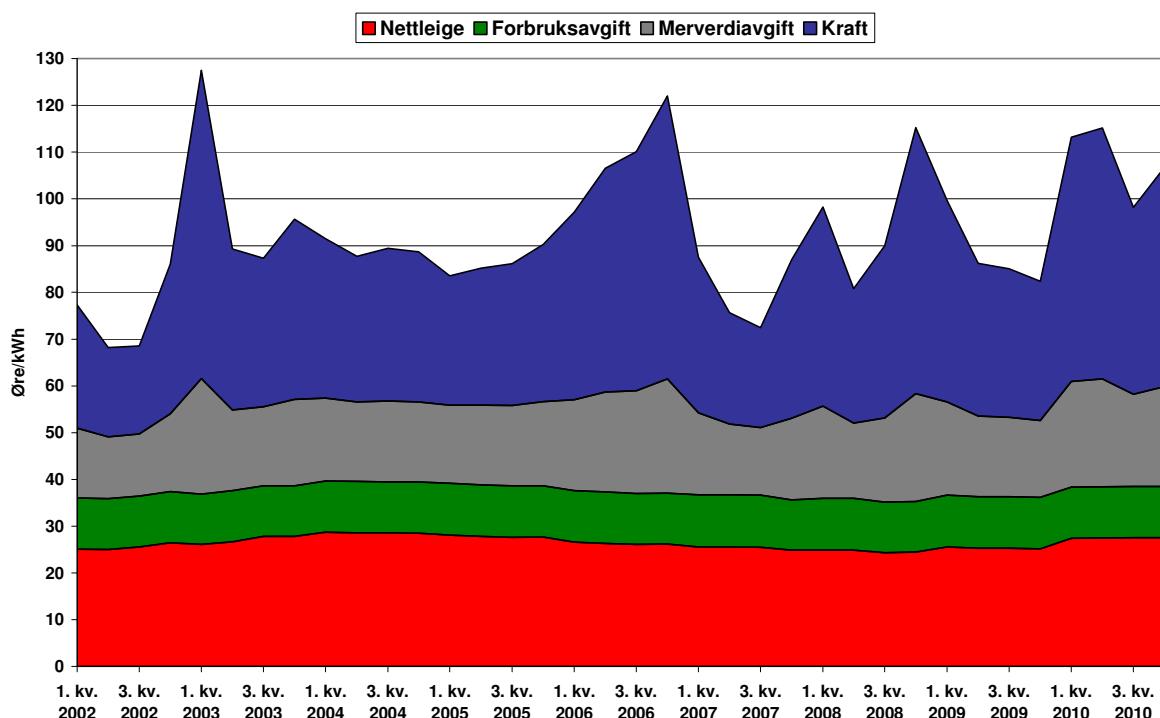
Fordelinga av den totale kostnaden for ein forbrukar med ein standard variabel kontrakt og eit forbruk på 20000 kWh per år, kan for 4. kvartal 2010 delast opp i følgjande kostnadsledd: 1630 kroner i nettleige, 2009 kroner i avgifter og 2844 kroner i kraftkostnad. Den prosentvise fordelinga på dei ulike kostnadsledda blir 43,9 prosent til kraft, 25,1 prosent nettleige og 31,0 prosent avgifter.

Med dei same føresetnadane, men med ein spotpriskontrakt med eit påslag på 1,9 øre/kWh, får ein fordelinga: 1630 kroner i nettleige, 2076 kroner i avgifter og 3204 kroner i kraft. Alle kostnadsledda for kvartalet under eitt blir her 6910 kroner.

Om ein samanliknar 4. kvartal 2010 med tilsvarande kvartal i 2009, ser ein at det er kraftprisen som har auka mest. Avgiftene har naturlegvis òg auka noko grunna den konstante satsen på 25 prosent for meirverdiavgift på kjøp av kraft. I tillegg har landsgjennomsnittet for nettleige også auka noko. Samanhengane er vist i figur 1.8.15.

Figur 1.8.16 viser prisutviklinga i øre/kWh av totale kostnader fordelt på kraft, nettleige og avgifter for ein kunde med standard variabel kontrakt. Alle prisane er inflasjonsjusterte og satt i oktober 2010-prisar. Tidsperioden strekk seg frå 1. kvartal 2002 til og med 4. kvartal 2010.

**Figur 1.8.16 Kvartalsvis gjennomsnitt av kraftpris (volumvege gjennomsnitt av standard variabel kontrakt), nettleige, forbruksavgift og merverdiavgift i øre/kWh. Kjelder: Konkurransestilsynet, SSB og NVE.**



Som ein kan sjå er kraftprisen den største bestanddelen i totale kostnader for forbrukaren, og den er òg det kostnadsleddet som varierer mest. Gjennomsnittsprisen for kraft har som ein kan sjå vore høgare enn normalt gjennom 2010, men historisk sett kan ein sjå at ein òg har hatt høge kraftprisar tidlegare.

## 1.9 Utsikter for framtidig kraftproduksjon

Førebelse tal for ny produksjonskapasitet frå vasskraftverk og andre opprustings- og utvidingsprosjekt viser ei auke i Noregs vasskraftkapasiteten med 0,9 TWh i 2010. Medeltalet for årleg produksjonskapasitet er 124,3 TWh ved årsskiftet 2010/2011. Utbygginga av vasskraftkapasitet over 1 MW utgjør dermed 9,4 TWh sida kraftmarknaden vart liberalisert i 1991.

I 2010 vart det gjeve løyve for utbygging av 0,9 TWh ny vasskraft kor all produksjon er frå små kraftverk. Ved inngangen til 2011 er det om lag 3,5 TWh vasskraft som har fått løyve, men som ikkje er realisert enda. Ein gjer konsesjon til vasskraftprosjekt kor det i dag ikkje er kapasitet i nettet. Dette medfører at prosjekter må utsettast i tid inntil nødvendig nettkapasitet er utbygd eller oppgradert. Det er framleis stor interesse for å bygge ut ny vasskraftproduksjon. Søknader og meldingar som er til behandling utgjør 6,3 TWh. Vidare er det over 400 saker om bygging av små kraftverk kor konsesjonsbehandling ikkje er påbegynt. Samla produksjon frå desse planane utgjer ein årleg middelproduksjon på om lag 3,9 TWh.

Norske vindkraftverk produserte 906 GWh i 2010 mot 980 GWh året før. For kraftverk i normal drift tilsvarar dette ein brukstid på i gjennomsnitt 2 134 timer (kapasitetsfaktor: ca. 24 prosent), varierande mellom 1 500 og 3 300 timer. I Noreg er det no installert 435 MW vindkraft fordelt på 17 vindkraftverk og 201 vindturbinar. I løpet av året vart det installert 18,4 MW ny vindkraft, medan 14,15 MW vart tatt ut av produksjon. Netto auke i 2010 var dermed 4,25 MW. Gjennomsnittleg turbinstørrelse er nesten 2,2 MW. I 2010 utgjorde vindkrafa om lag 0,7 prosent av landets samla kraftproduksjon.

Varmekraftproduksjonen i Noreg har i lengre tid frem til de siste årene vore på rundt 1 TWh per år, men gjorde eit markant hopp til 4,7 TWh i 2009 og vidare til 5,2 TWh i 2010. Dette skuldast at gasskraftverket på Kårstø kom i full drift frå februar i 2009, og at kraftvarmeverket på Mongstad vart satt i delvis drift i desember 2010. Produksjonskapasiteten for varmekraft er elles spreia på mange små anlegg som stort sett eiast av industribedrifter som sjølv bruker krafa.

Berre tre varmekraftverk kan seies å være av noko storleik, og to av disse vart ferdigstilt i 2007. Det eine er energianlegget på Melkøya i Hammerfest, der det er gjeve konsesjon for ein samla installasjon på 250 MW som vil produsere opp til 1,7 TWh/år til gassbehandlingsanlegget der. Gasskraftverket på Kårstø har en yting på 430 MW og et produksjonspotensial på ca. 3,4 TWh /år. På Kårstø er det planlagt installasjon av anlegg for CO<sub>2</sub>-håndtering, noko som eventuelt vil redusere nettoytinga med ca. 20 prosent. Kraftvarmeverket på Mongstad vart starta opp i 2010, men vil antakelig ikkje produsere for fullt før i 2015. Då vil anlegget i tillegg til å produsere 280 MW elektrisitet kunne levere 350 MW varmeenergi til oljeraffineriet på Mongstad. Òg på Mongstad er det planlagt CO<sub>2</sub>-håndtering som, avhengig av valt teknologi, vil redusere netto energileveranse også frå dette anlegget. I tillegg har Statnett etablert to mobile gassturbinverk, kvar med ein samla yting på 150 MW. Dette er reservekraftverk, som berre vil bli gjeve løyve til å starte opp i ein svært anstrengt kraftsituasjon eller når ein svært vanskeleg driftssituasjon tilseier det. I normalsituasjonar vil de derfor ikkje gje noko bidrag til kraftproduksjonen.

Dessutan har NVE gjeve konsesjon for tre store gasskraftverk med ein samla yting på vel 2000 MW og et årlig produksjonspotensial på opptil 16 TWh. Det er likevel stor usikkerheit knytte til om og når desse kraftverka vil verte realisert. Ytterligare eitt gasskraftverk på 450 MW har status som konsesjonssøkt, men er etter forståelse med søkar stilt på vent. I tillegg er det forhåndsmeldt to kolkraftverk på høvesvis 400 og 400 - 800 MW.

# 2 Forskjellar og likskapar mellom vinteren i år og vinteren 2002/2003

Av: Margit Iren Ulriksen, Seksjon for analyse

Vinteren 2010/2011 har magasinfyllinga i Noreg vore langt under normalt. Den låge magasinfyllinga er eit resultat av ein kald og snøfattig vinter 2009/2010 som gav lite tilsig til vassmagasina utover våren og sommaren 2010. Vinteren 2002/2003 leia sviktande tilsig til at det norske kraftsystemet måtte tåle historisk låge fyllingsgrader. Denne vinteren har vi samla sett hatt lågare fylling i dei norske vassmagasina enn i 2002/2003.

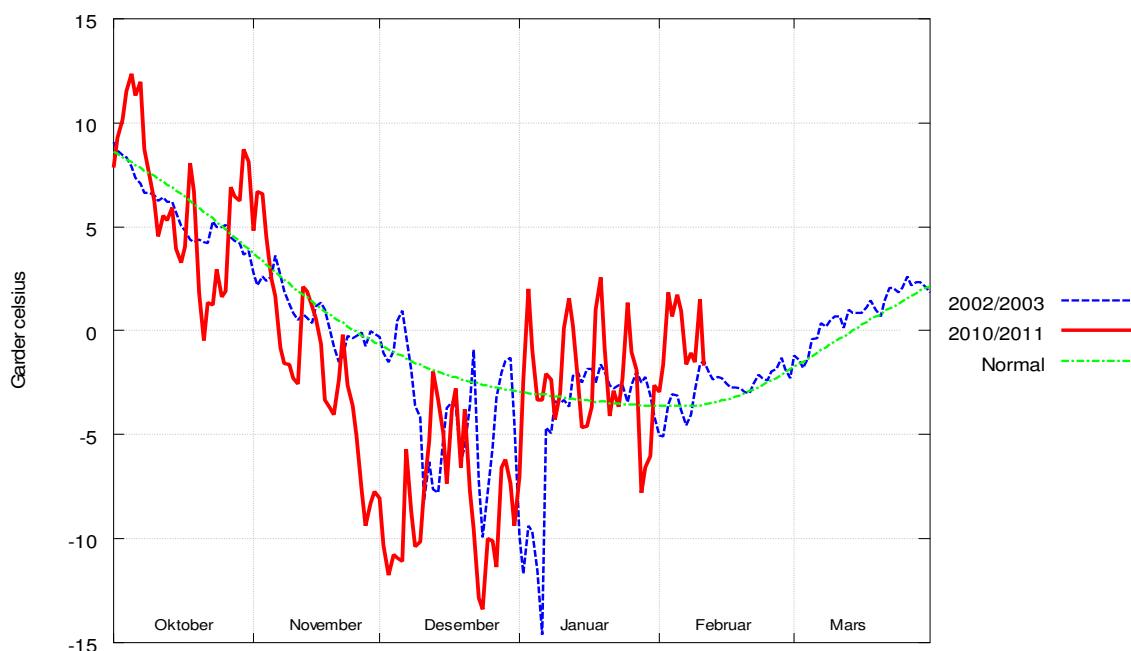
I denne temaartikkelen ser vi på likskapar og forskjellar i tilpassinga til ein stram kraftsituasjon målt mot hendingane vinteren 2002/2003.

## 2.1 Temperaturtilhøve, kraftforbruk og -produksjon

Vinteren 2002/2003 var kaldare enn normalt, spesielt i desember og starten av januar. På det kaldaste var det over 11 grader kaldare i januar 2003 enn i eit normalår.

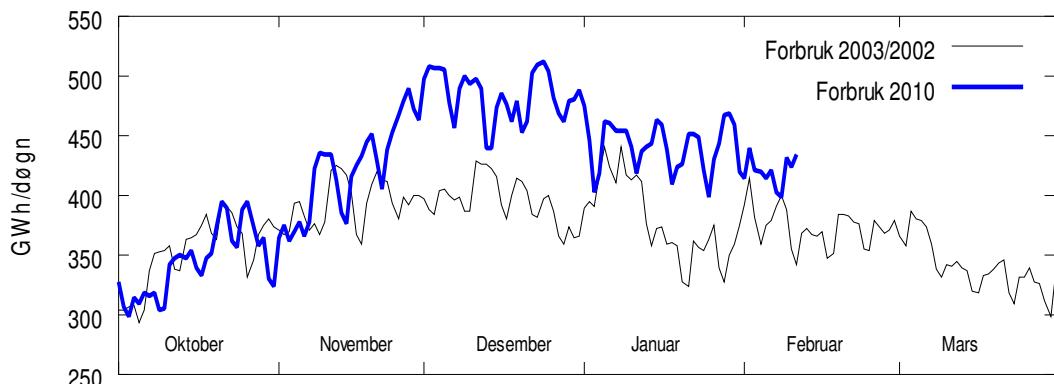
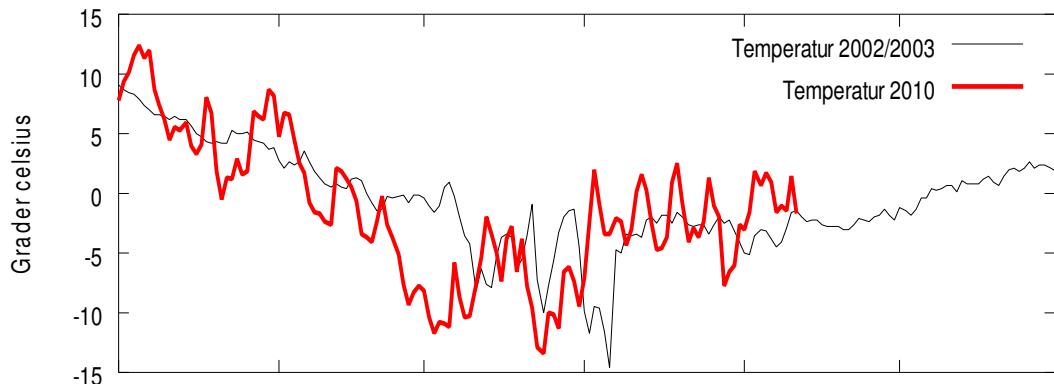
Vinteren 2010/2011 har vi hatt mange veker med lågare temperatur enn normalt. Utviklinga i oktober og november 2010 skil seg frå vinteren 2002/2003 ved større temperatursvingingar og generelt kaldare vær ved inngangen til vinteren. I slutten av desember månad var temperaturen på det kaldaste nesten 11 grader under det normale for årstida. Ved årsskiftet 2010/2011 fekk vi vêromslag og høgare temperaturar. Gjennomsnittstemperaturen for januar 2011 var -2,3 grader, mot -4,1 grader i 2003. Så langt i år har temperaturen variert langt meir enn for tilsvarende periode i 2003 og trass i ein høgare gjennomsnittstemperatur for januar har vi hatt kaldare enkeltdagar enn i 2003. Det gjeld spesielt mot slutten av månaden. I starten av februar månad har vi mildare vær enn normalt, og ein noko høgare gjennomsnittstemperatur enn på same tid i 2003.

Figur 2.1. Gjennomsnittleg døgn temperatur i Noreg vinteren 2002/2003, vinteren 2010/2011 og for ein normal vinter.



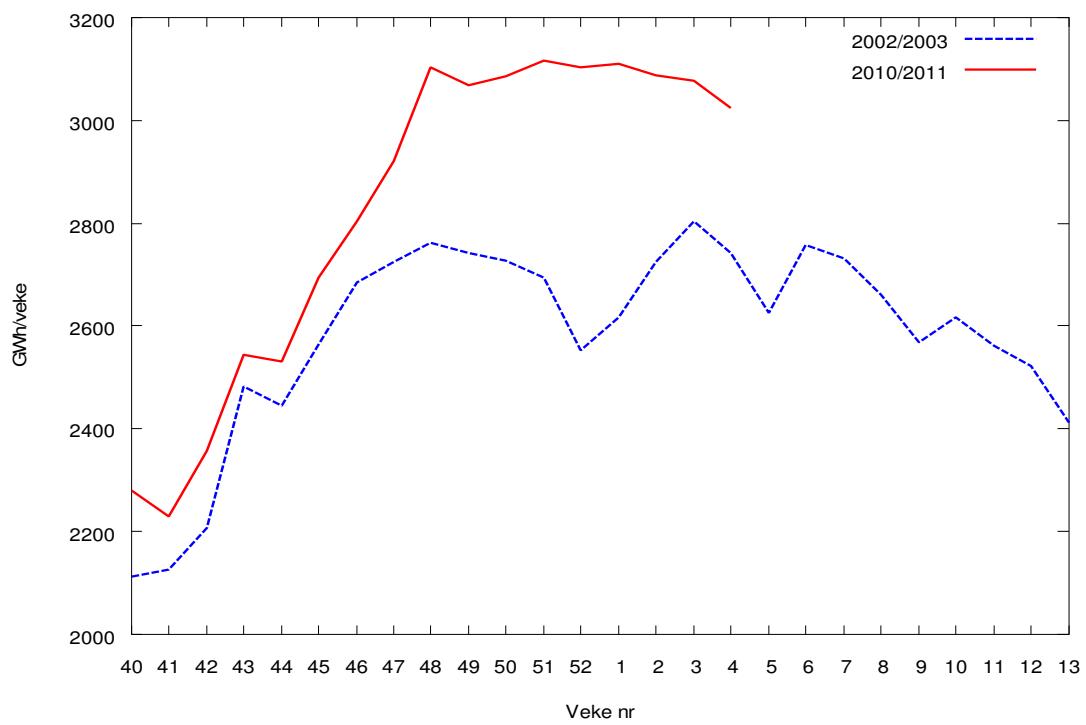
Kaldt vêr fører til auka forbruk. I Figur 2 kan ein tydeleg sjå den negative korrelasjonen mellom temperatur og forbruk vinteren 2002/2003. På liknande vis ser vi at kuldeperiodane denne vinteren har gjeve forbrukstoppar. Den største forbrukstappen vinteren 2002/2003 kom i ein periode med temperaturar i overkant av 1 grader kaldare enn ved høgaste forbrukstopp så langt denne vinteren. Likevel er forbrukstappen denne vinteren 71 GWh høgare enn vinteren 2002/2003. På det meste har forbruket denne vinteren vore opp mot 140 GWh høgare per døgn enn i 2002/2003

**Figur 2.2. Gjennomsnittleg døgn temperatur og forbruk i Noreg vinteren 2002/2003 og vinteren 2010/2011.**



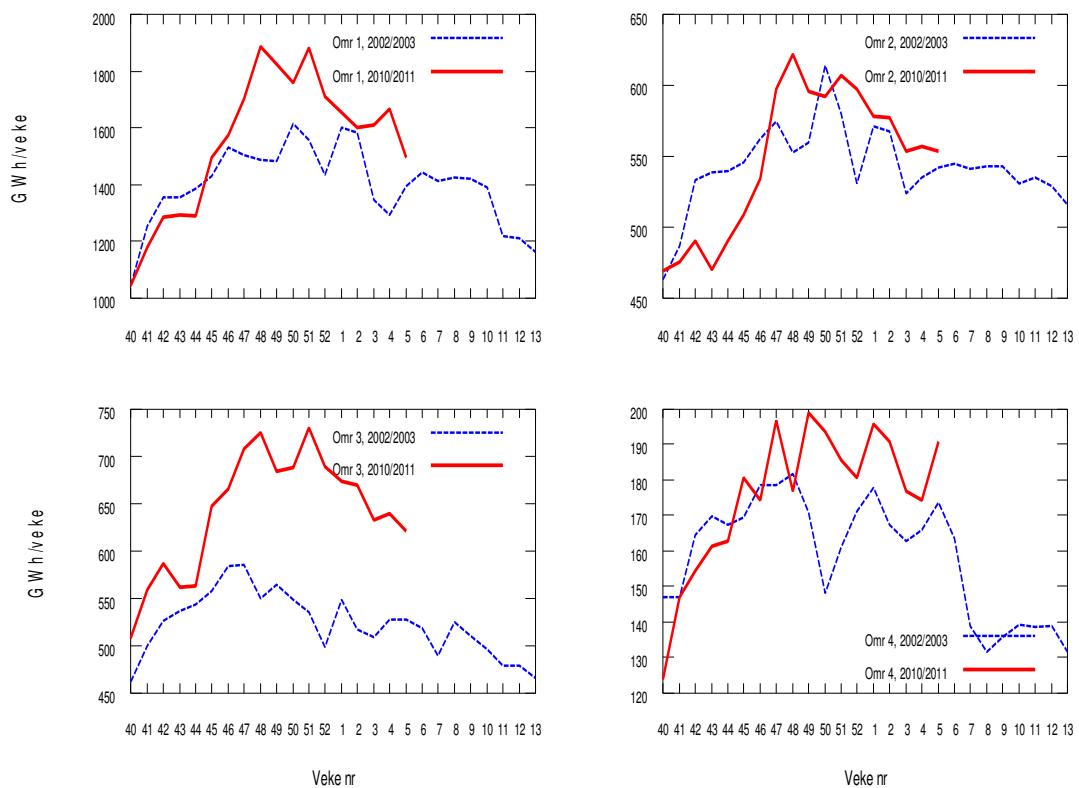
Figur 3 viser det temperaturkorrigerte totalforbruket i Noreg vinteren 2002/2003 og fram til no vinteren 2010/2011. Det temperaturkorrigerte totalforbruket i år er langt høgare enn for dei same vekene i 2002/2003. Avviket i det temperaturkorrigerte totalforbruket for dei to åra kan forklare kvifor forbrukstappen denne vinteren var høgare enn forbrukstappen i 2003, trass i mildare vêr. Temperaturkorrigeringa tydar på at mykje av forbrukstappen ikkje skuldast kaldt vêr.

**Figur 2.3. Temperaturkorrigert totalforbruk i Noreg vinteren 2002/2003 og vinteren 2010/2011.**



Nord Pool oppgjev historiske forbruksdata for fire faste områder i Noreg. Område 1 tilsvrar Aust-Noreg, Område 2 Vest-Noreg, Område 3 Midt-Noreg og Område 4 Nord-Noreg. Produksjonen i dei respektive områda vinteren 2002/2003 og 2010/2011 er vist i Figur 4.

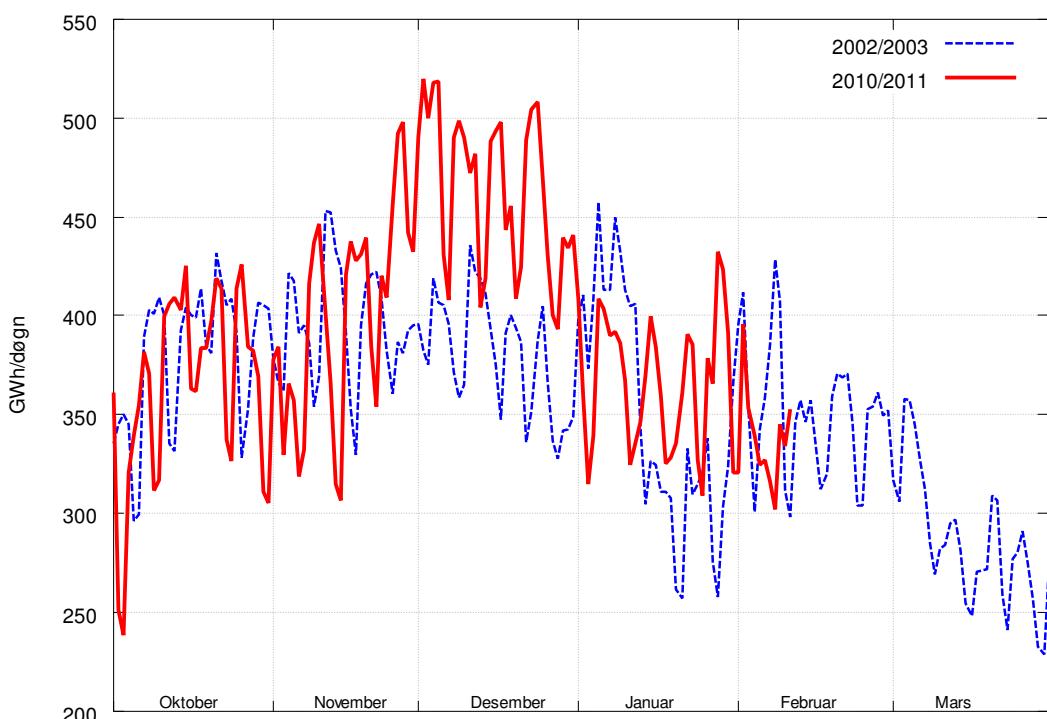
**Figur 2.4. Kraftforbruk i dei fire faste NordPool-områda vinteren 2002/2003 og vinteren 2010/2011. (Merk ulik skala på figurane.)**



Slik som Figur 2 viste antikorrelasjonen mellom temperatur og kraftforbruk for landet sett under eitt viser Figur 4 at det same gjeld på områdenivå. Den mest markante forbruksendringa frå 2002/2003 til i dagens situasjon finn vi i Midt-Noreg (Område 3). Kraftforbruket har heile vinteren vore høgare enn i 2002/2003. Forbruksauken skuldast hovudsakeleg høgare forbruk ved Hydro Sunndalsøra og oppstarten av Ormen Lange i 2007.

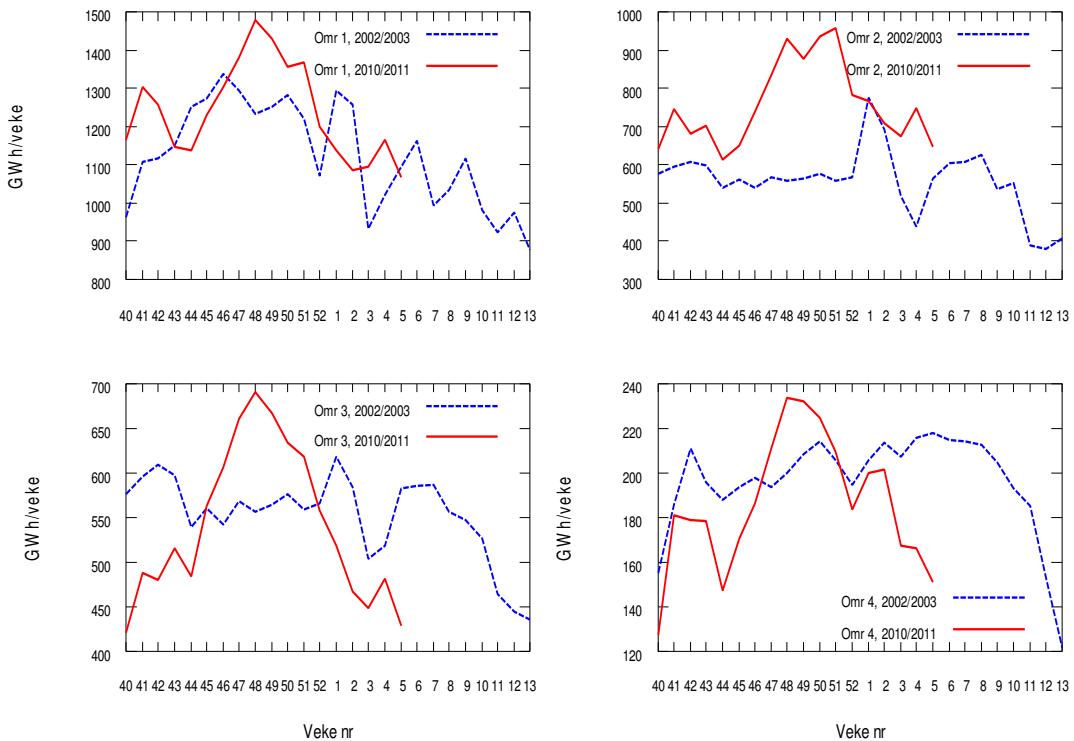
Samla kraftproduksjon for landet vinteren 2002/2003 og 2010/2011 er vist i Figur 5. I takt med forbruket var den norske produksjonen i 2010 på nivå med produksjonen i 2002 iifrå starten av oktober til midten av november. Sidan ser vi at produksjon er oppimot i overkant av 175 GWh høgare per dag enn produksjonen i 2002/2003. Produksjonstoppene denne vinteren er omlag 62 GWh høgare enn produksjonstoppene vinteren 2002/2003. For begge vintrane er produksjonstoppene samanfallande med forbrukstoppene i Figur 2.

**Figur 2.5. Norsk kraftproduksjon vinteren 2002/2003 og vinteren 2010/2011.**



Kraftproduksjonen vintrane 2002/2003 og 2010/2011 fordelt på dei fire faste NordPool områda er vist i Figur 6. På områdenivå finn vi det same mønsteret for kraftproduksjonen som på landsnivå.

**Figur 2.6. Kraftproduksjon i dei fire faste NordPool områda vinteren 2002/2003 og vinteren 2010/2011. (Merk ulik skala på figurane.)**

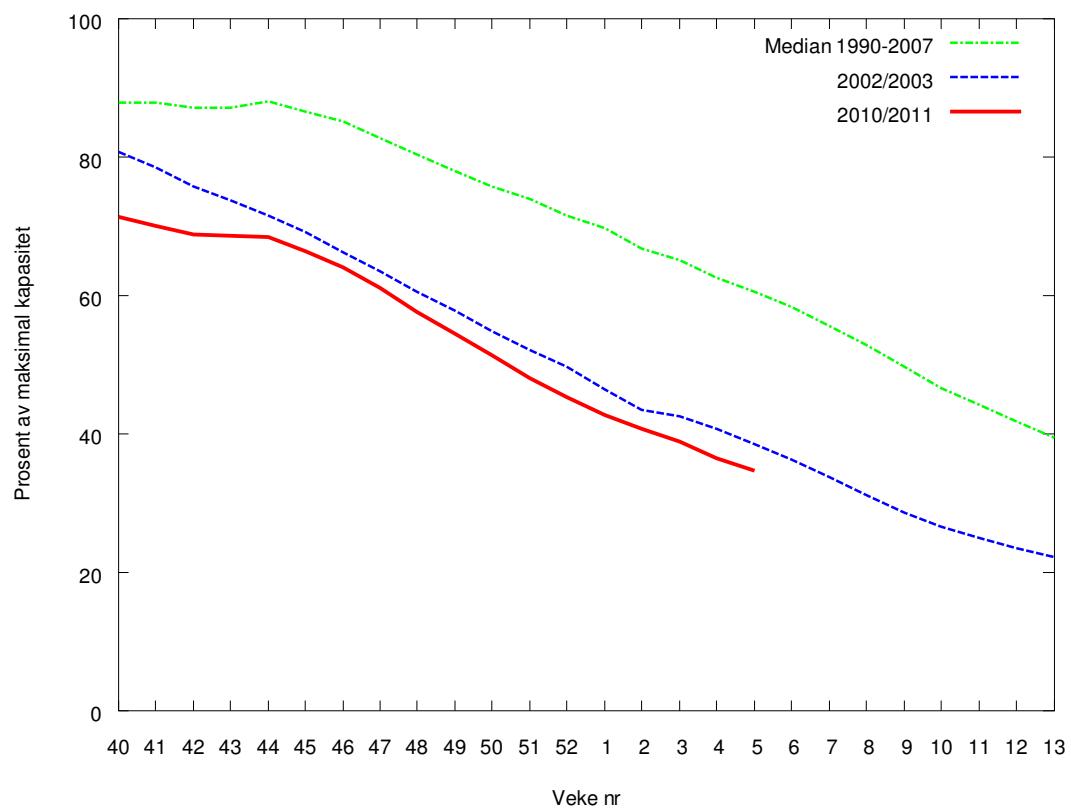


I Midt-Noreg, område 3, finn ein frå Figur 6 at frå oktober 2010 og fram til veke 5 i 2011 var kraftproduksjonen gjennomsnittleg 27 GWh mindre per veke enn i same periode 2002/2003. Frå Figur 4 har vi at kraftforbruket var gjennomsnittleg 107 GWh høgare per veke. Oppgangen i forbruk og nedgangen i produksjon betyr totalt sett at Midt-Noreg har gått frå å vere omtrent i kraftbalanse i 2002/2003 til å vere eit underskottsområde i 2010/2011. Området er i dag avhengig av import frå Nord- og Aust-Noreg og/eller Sverige for å dekke eige forbruk. Importkapasiteten inn til området er då også høgare i dag enn i 2002/2003. Dette kjem vi tilbake til i avsnitt 4. Utveksling.

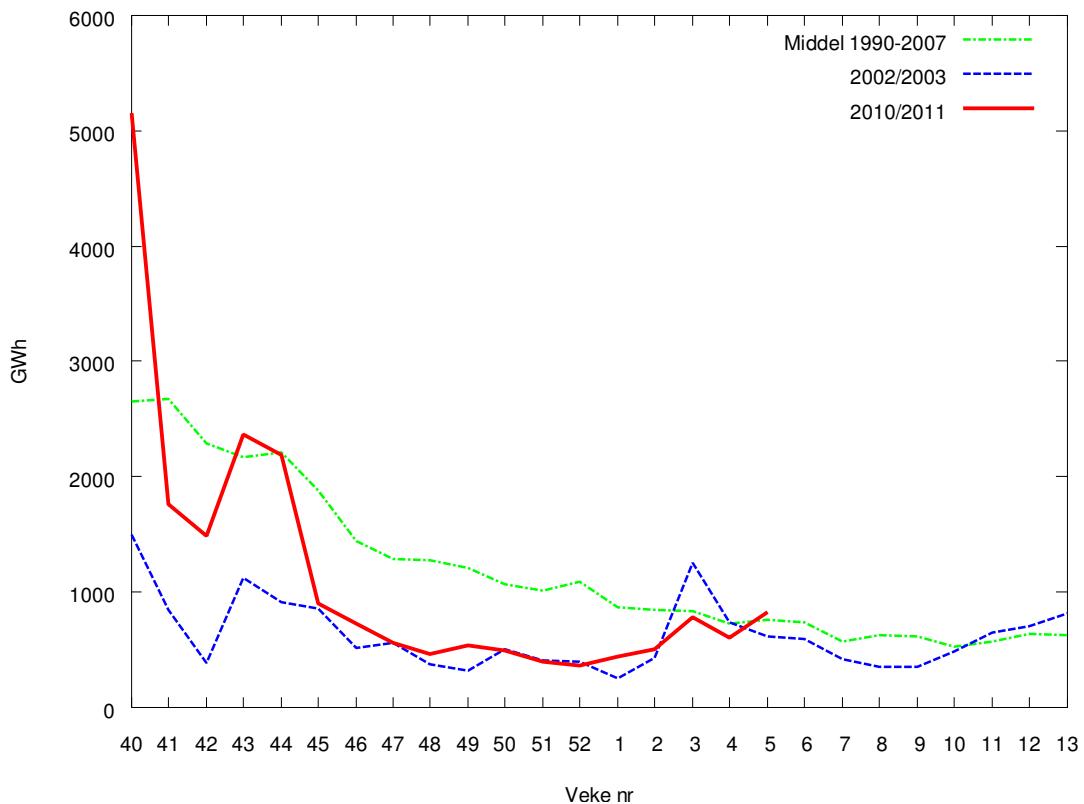
## 2.2 Magasinfylling og energitilsig

Som vist i Figur 7 var fyllingsgraden i dei norske vassmagasina ved inngangen til vinteren 2002/2003 lågare enn i eit normalår, noko som i endå større grad var tilfelle på starten av denne vinteren. Utover vinteren har fyllingsgrad nærma seg nivået i 2002/2003. Sjølv om vi har hatt både høgare forbruk og produksjon denne vinteren og eit lågare utgangspunkt enn i 2002 har altså avstanden mellom fyllingsgraden denne vinteren og vinteren 2002/2003 vorte mindre. Ei viktig årsak til det er ei meir fordelaktig fordeling av vatn imellom magasina enn i 2002/2003. Det kan også nemnast at energitilsiget til magasina var høgare i oktober og november i fjor enn i same tidsrom 2002, sjå Figur 8.

**Figur 2.7. Norsk magasinfylling vinteren 2002/2003 og vinteren 2010/2011.**

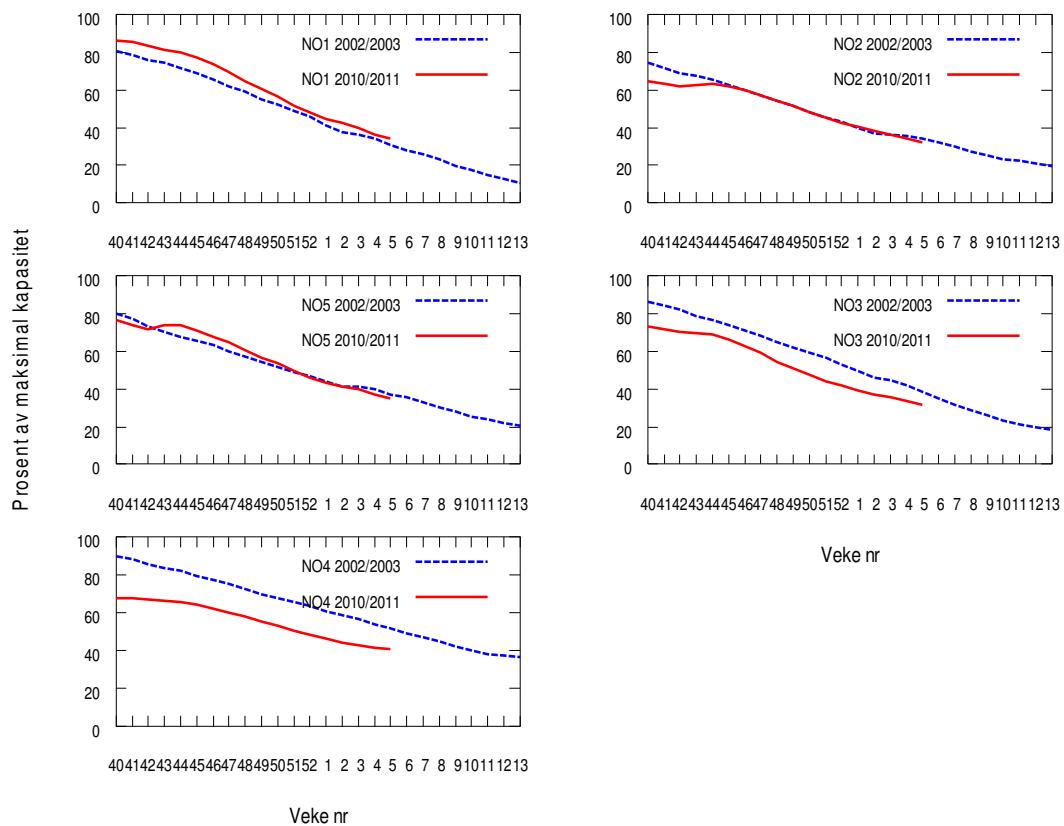


**Figur 2.8. Energitilsig til norske vassmagasin vinteren 2002/2003 og vinteren 2010/2011.**



Ved å undersøke magasinfyllinga i kvart enkelt av dagens elspotområder vert det tydeleg korleis fordelinga av vatn utover landet er annleis så langt denne vinteren enn i 2002/2003. Dette er vist i Figur 9. Det er spesielt i Aust-Noreg, NO1, at ressurssituasjonen er betre enn i 2002/2003. I Sørvest-Noreg, NO2, var magasinfyllinga lågare enn 2002-nivået ved inngangen til vinteren, men avstanden har minka og sidan desember i fjor har fyllingsgrada vore på omlag same nivå som vinteren 2002/2003. Vest-Noreg, NO5, hadde høyere magasinfylling enn i 2002 størstedelen av november og desember i fjor, men fyllingsgrada er no noko lågare enn i februar 2003. Midt- og Nord-Noreg, NO3 og NO4, har magasinfylling under 2002/2003-nivået.

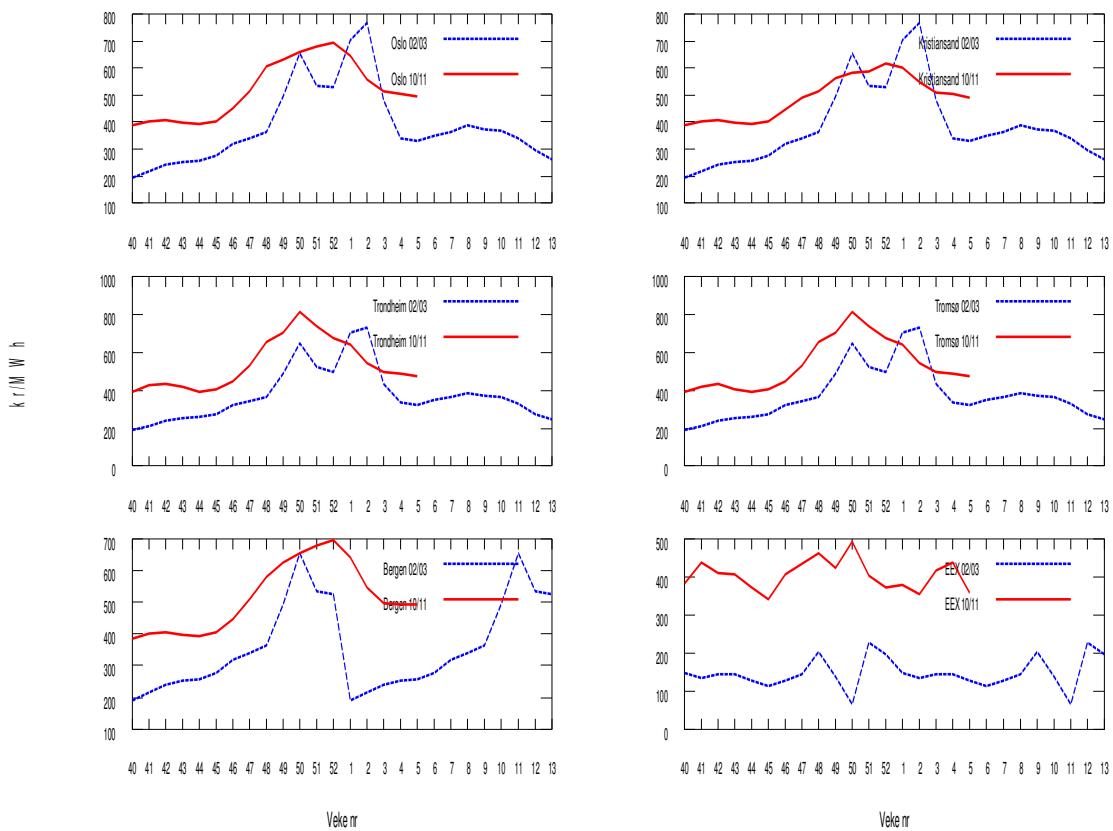
**Figur 2.9. Norsk magasinfylling på elspotområde nivå vinteren 2002/2003 og vinteren 2010/2011.**



## 2.3. Engrosprisar på elektrisk kraft

Vi har per i dag fem ulike elspotområder i Noreg. I åra 2002 og 2003 var landet inndelt i 2, 3 og 4 elspotområder. For å samanlikne prisutviklinga i dag med utviklinga vinteren 2002/2003 skal vi likevel sjå på vekesnittet for prisen i fem store byar som kvar representerer eit av dagens elspotområder. Oslo viser prisen for Aust-Noreg (NO1), Kristiansand for Sørvest-Noreg (NO2), Trondheim for Midt-Noreg (NO3), Tromsø for Nord-Noreg (NO4) og Bergen for Vest-Noreg (NO5). Vi tar også med engrosprisen ved den tyske kraftbørsen EEX i høvesvis 2002/2003 og 2010/2011.

**Figur 2.10. Elspotprisar vinteren 2002/2003 og vinteren 2010/2011, Noreg og Tyskland. (Merk ulik skala på figurane.)**



Frå Figur 10 ser vi at, med unntak av Sørvest-Noreg, NO2, var det høgare pris i alle elspotområder i oktober, november og desember i fjor enn i dei same månadane i 2002. Dette er som forventa ettersom magasinkurve i Figur 7 viser at fyllingsgrada var lågare denne vinteren og ressurssituasjonen derfor knappare enn mot slutten av 2002. Det faktum at vi har høgare forbruk av kraft denne vinteren enn i 2002 bidreg også til ein høgare pris gjennom auka etterspurnad. Av prisfiguren kan vi sjå korleis kaldt vêr og tilhøyrande høgt forbruk har gjeve pristoppar. Ei samanlikning av pris- og forbruksprofilen for 2002/2003 viser at høg last gav høge prisar den vinteren også.

Etter nyttår har prisnivået i alle dei norske elspotområda vore lågare enn før jul. Prisnedgangen kan koplast til vêromslaget til mildare vêr som har gjeve både lågare forbruk og meir tilsig, jamfør Figur 2 og 8. Sjølv om vi i starten av februar 2011 har høgare gjennomsnittstemperatur enn i februar 2003 er kraftprisnivået høgare. Differansen mellom dei to prisnivåa kan på same måte som prisdifferansen mellom oktober, november og desember i høvesvis 2002 og 2010 forklaast med auka etterspurnad og ein knappare ressurstilgang.

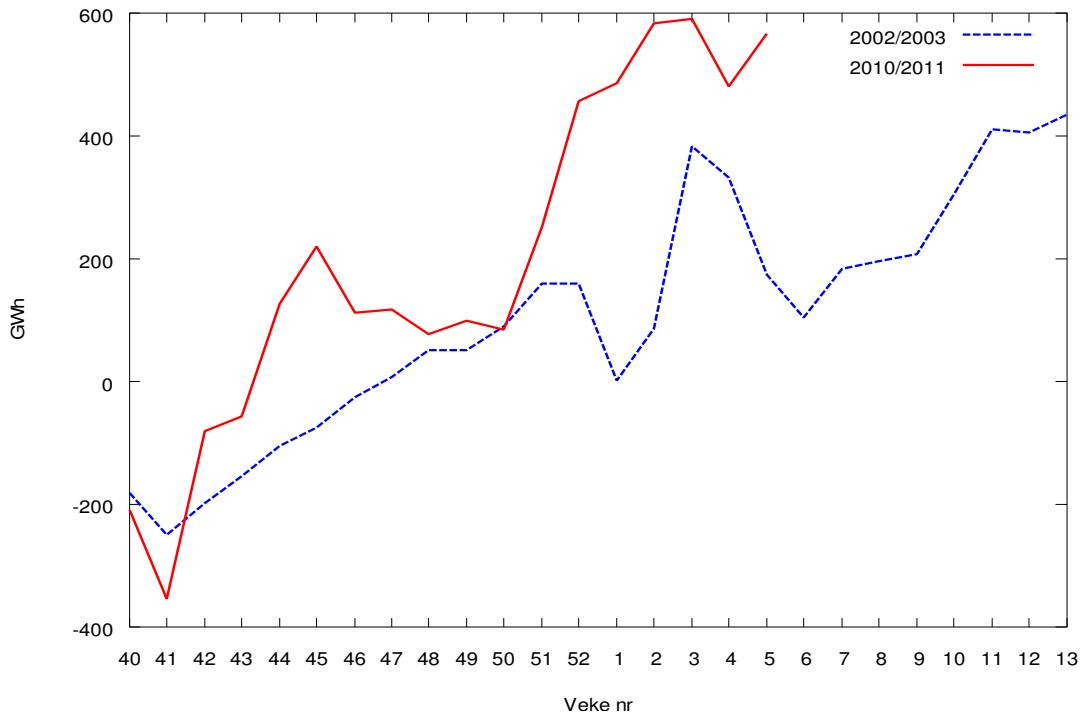
Den tyske engrosprisen for kraft ved kraftbørsen EEX låg i 2002/2003 under det norske prisnivået mesteparten av vinteren. Denne vinteren har prisnivået i Tyskland vore høgare og nærmare det norske enn i 2002/2003. Likevel skil det oppimot 300 kr/MWh frå høgaste pristopp i Noreg til høgaste pristopp i Tyskland.

Når prisen på kontinentet er lågare enn i dei norske elspotområda vil kraftflyten gå mot oss. Ettersom den tyske kraftprisen er høgare denne vinteren enn i 2002/2003 er det derfor nødvedig med eit høgare prisnivå også i Noreg for å sikre norsk import.

## 2.4. Utveksling

Frå veke 40 i 2010 og fram til veke 5 i 2011 har Noreg hatt nettoimport på omlag 3,5 TWh. I same periode vinteren 2002/2003 var det 0,5 TWh nettoimport. Fleire forsterkingar i sentralnettet sidan 2002, samt betra kraftbalanse i nabolanda, har vore med å mogleggjere importauken.

**Figur 2.11. Nettokraftutveksling for Noreg vinteren 2002/2003 og vinteren 2010/2011. (import (+), eksport (-)).**

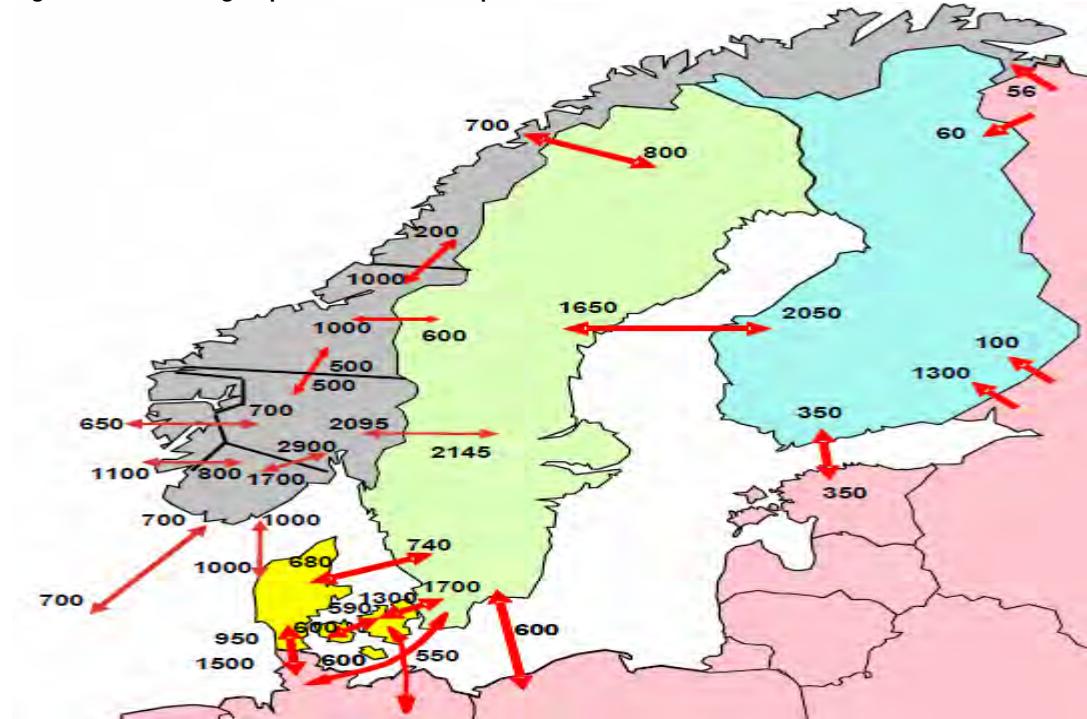


Figur 12 gjev ei oversikt over overføringskapasitetane mellom dei ulike elspotområda i Norden. Overføringskapasiteten mellom Midt-Noreg og Sverige har sidan 2002 auka frå 650 MW til 1000 MW. Linja mellom Noreg og Nederland, med ein overføringskapasitet på 700 MW i begge retningar, vart tilgjengeleg i marknaden i 2008. I utgangspunktet er derfor den fysiske tilgangen på kraft frå utlandet betre vinteren 2010/2011 enn vinteren 2002/2003.

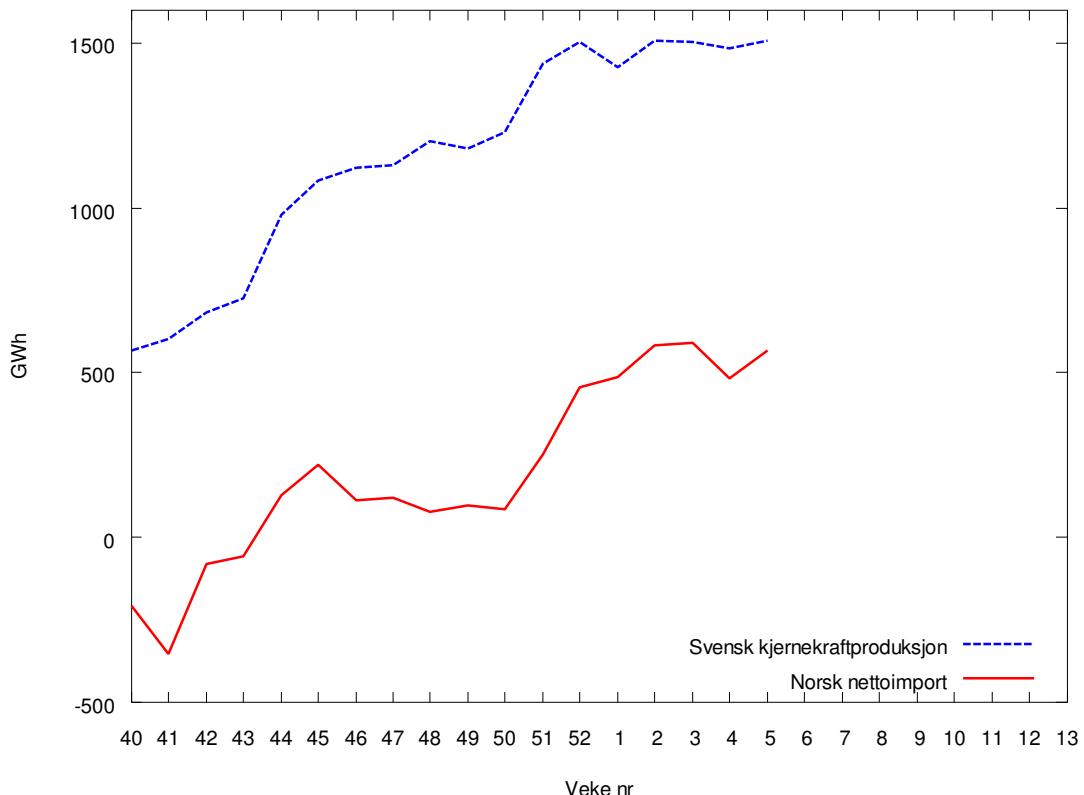
For ein av dei kaldaste periodane rundt veke 48 i fjor ser vi i Figur 11 at det vart importert mindre til Noreg enn i veka før og etter. Mønsteret i år skil seg såleis ifrå mønsteret vinteren 2002/2003 då det var tydelege import-toppar samstundes med forbrukstoppene. Fleire ulike faktorar kan ha innverka på at utviklinga vart annleis akkurat denne veka. Mellom anna førte revisjonar ved kjernekraftverk og islagede elvar til mindre tilgjengelig produksjon ifrå Sverige.

Frå og med veke 50 i fjor til veke 3 i år var importen til Noreg jamt stigande. Både i veke 2 og 3 i år vart det sett ny rekord for norsk nettoimport i løpet av éi veke. Det hadde ikkje vore mogleg å importere så mykje kraft til Noreg utan dei nye og forbetra overføringsforbindelsane til utlandet. Det kan også nemnast at auken i den norske nettoimporten den siste månaden samanfell med aukande svensk kjernekraftproduksjon, som vist i Figur 13.

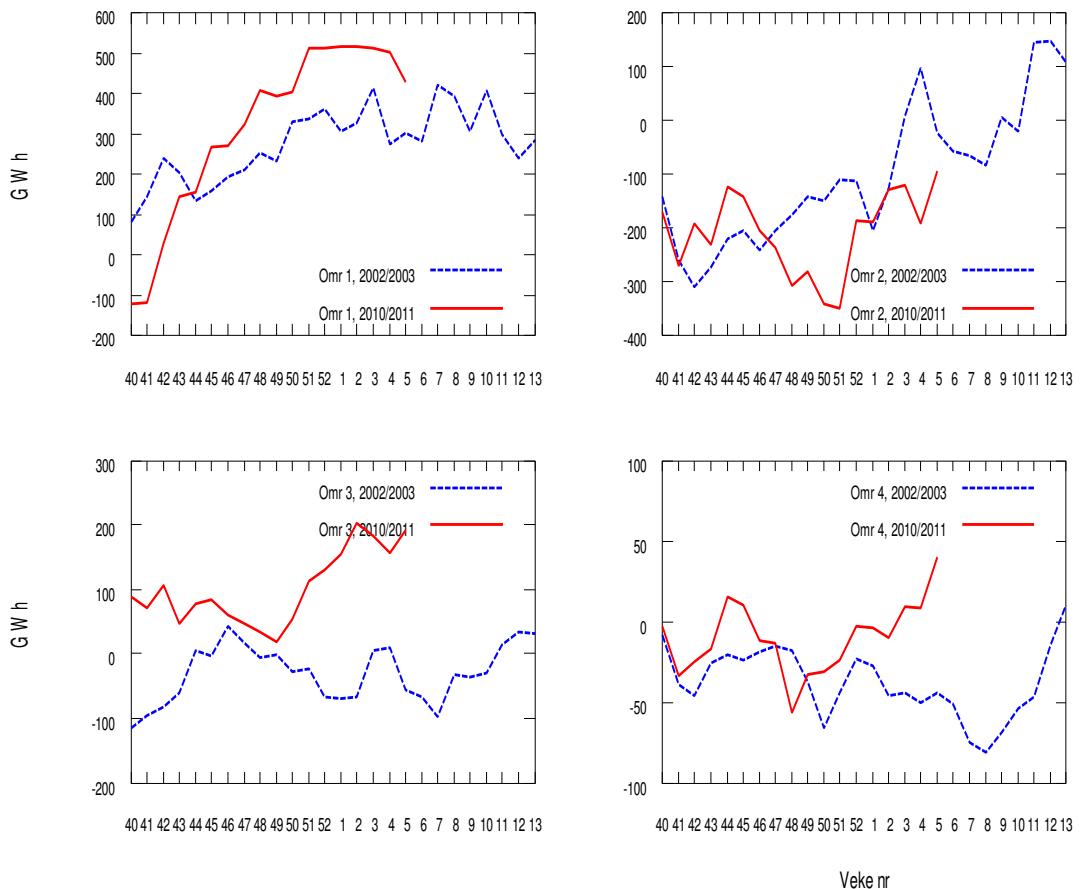
Figur 2.12. Overføringskapasiteter imellom elspotområda i Norden.



Figur 2.13. Nettokraftutveksling for Noreg og svensk kjernekraftproduksjon vinteren 2010/2011. (import (+), eksport (-)).



**Figur 2.14. Nettoutveksling for dei fire faste NordPool områda vinteren 2002/2003 og 2010/2011. (Merk ulik skala på figurane.)**



Av Figur 14 ser ein korleis kuldeperioden i starten av desember 2010 gav høg nettoimport i Aust-Noreg (Område 1). I Vest- og Nord-Noreg (område 2 og 4) resulterte kulda i høg nettoeksport. Nettoeksport ifrå desse to områda er naturleg ettersom dei har større produksjonskapasitet enn dei andre landsdelane. I ein situasjon med høg etterspurnad etter kraft vil derfor Vest- og Nord-Noreg produsere. Mønsteret mellom forbrukstoppar og nettoeksport frå desse områda var likeins vinteren 2002/2003.

Kuldeperioden mot slutten av desember 2010 gav, som den første kuldeperioden, høg import til Aust-Noreg. Nettoeksporten ifrå Vest- og Nord-Noreg (Område 2 og 3) var derimot mindre enn tidlegare. Det var den gode tilgangen på kraft ifrå utlandet som gjorde det mogleg for produsentane i desse to landsdelane å spare på vatnet.

Når det gjeld Midt-Noreg, Område 3 i Figur 14, kan ein tydeleg sjå effekten av den betra overføringskapasiteten frå Sverige til Midt-Noreg. Midt-Noreg har hatt høgare import av kraft heile denne vinteren enn i 2002/2003. For dette området er det også tydeleg korleis nettoimporten vart mindre enn i føregående veker rundt veke 48 denne vinteren, for så å auke kraftig fram mot nyttår. Figuren illustrerer såleis kor viktig tilgjengen på svensk kraft kan vere for Midt-Noreg.

## **2.4. Oppsummering**

Magasinfyllinga i dei norske vassmagasina er historisk låg denne vinteren. For landet sett under eit er derfor ressurstilgangen knappare enn i 2002/2003. Samstundes har vi eit høgare kraftforbruk enn det som var tilfelle i 2002/2003.

Det som skil dagens situasjon ifrå tilstanden vinteren 2002/2003 er ei gunstigare fordeling av vatnet i magasina. Betre importmogleigheter ifrå utlandet gjer det også mogleg å spare meir på vatnet.

Prisnivået så langt denne vinteren har vore høgare enn i 2002/2003. Dette har vore nødvendig for å sikre høg nettoimport. Frå veke 40 i fjor til veke 5 i år er det importert 3 TWh meir til Noreg enn i same tidsrom i 2002/2003.

# 3 Vedlegg

Tabell 3.1 Produksjon, forbruk og utveksling av elektrisk energi, GWh. Kjelde: NVE

	Jan - Des			Tolv månedersperioder			Desember		
	2009	2010	Endring i %	Jan2009 t.o.m. Des2009	Jan2010 t.o.m. Des2010	Endring i %	2009	2010	Endring i %
Total produksjon	132792	122842	-7,5	132792	122842	-7,5	14138	13831	-2,2
+ Import	5650	14654	159,4	5650	14654	159,4	662	1360	105,4
- Eksport	14633	7117	-51,4	14633	7117	-51,4	1297	547	-57,8
= Brutto totalforbruk	123809	130379	5,3	123809	130379	5,3	13503	14644	8,4
- Elektrokjelforbruk	3961	3550	-10,4	3961	3550	-10,4	483	371	-23,2
- Pumpeforbruk	1182	560	-52,6	1182	560	-52,6	6	3	-50,0
- Totale nettap	10390	10417	0,3	10390	10417	0,3	1151	1202	4,4
= Nettoforbruk	108276	115852	7,0	108276	115852	7,0	11863	13068	10,2
Kraftintensiv industri	26022	27908	7,2	26022	27908	7,2	2287	2415	5,6
Alminnelig forsyning	82254	87944	6,9	82254	87944	6,9	9576	10653	11,2
Bruttoforbruk	117282	125483	7,0	117282	125483	7,0	12889	14206	10,2
Kraftintensiv industri	26803	28745	7,2	26803	28745	7,2	2356	2487	5,6
Alminnelig forsyning	90479	96738	6,9	90479	96738	6,9	10533	11718	11,2
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	92753	94446	1,8	92753	94446	1,8	10365	10779	4,0

Tabell 3.2 Produksjons- og magasinkapasitet, tilsig, snømagasin og maksimal og minimum fyllingsgrad 1975-2010.

Kjelde: NVE og Nord Pool

År	Kapasitet		Magasin og tilsig				
	Midlere årsproduksjon for norsk vasskraft <sup>1</sup> (tilsigsserie 1970-99), TWh	Maks. magasinkapasitet <sup>1</sup> , TWh	Nyttbart tilsig til det norske kraftproduksjons-systemet, TWh	Maks. snømagasin i prosent av median kulminasjon (1971-2000)	Maks. magasin i prosent av maksimal magasinkapasitet	Min. magasin i prosent av maksimal magasinkapasitet	
1975	87	50,3	131,3	103	..	..	
1976	88,5	52,8	111,3	125	..	..	
1977	89,5	54,1	103,1	85	..	..	
1978	91,3	55,4	112,1	84	..	..	
1979	93,3	57,7	121,6	97	..	..	
1980	95,9	59,1	98,6	81	..	..	
1981	100,9	62,2	124,7	130	..	..	
1982	103,2	63,7	116,7	101	91,1	24,4	
1983	105,4	65,2	146,3	131	98,2	34,2	
1984	105,9	65,5	125,1	117	93,9	31,7	
1985	108,1	73,7	111,9	85	86,6	21,2	
1986	108,9	73,9	115,3	86	81,9	23,1	
1987	111,3	77,2	109,2	98	88,9	30,8	
1988	111,8	77,4	118,2	98	93,2	31,5	
1989	114	79,4	148,5	133	97,6	51,7	
1990	114,3	79,6	150,1	129	97,3	52,4	
1991	114,3	79,5	111,0	78	82,6	35,5	

1992	115,6	80,3	133,2	118	96,5	36,7
1993	115,8	80,4	122,6	138	93,5	37,9
1994	116,3	80,6	123,5	109	79,6	17,3
1995	116,8	80,9	136,6	131	96,5	23,3
1996	117,2	83,2	92,7	53	70,1	25
1997	117,4	84,4	125,4	129	90,4	23,5
1998	117,5	84,1	119,1	90	93,3	42,5
1999	117,9	84,1	127,2	107	90,9	42,2
2000	118	84,1	141,0	134	94,6	38,5
2001	118,2	84,1	114,3	76	88,7	32,1
2002	118,3	84,1	111,0	110	87,7	37,2
2003	118,4	84,3	111,8	79	73,2	18,1
2004	119	84,3	120,0	85	80,6	24,8
2005	119,7	84,3	140,9	117	92,0	31,6
2006	120,9	84,3	110,1	78	73,8	29,1
2007	121,8	84,3	141,8	115	94,0	35,8
2008	122,7	84,3	131,4	120	86,8	36,0
2009	123,4	84,3	124,9	90	89,1	30
2010	124,3	84,3	100,7	68	71,3	22,8

<sup>1</sup> Tal pr 31.12.

Tabell 3.3 Elektrisitetsproduksjon, handel og forbruk 1975-2010. Alle tall i TWh. Kjelde: SSB og NVE

	Kraftproduksjon			Utenlandshandel			
	Vass-kraft	Varme-kraft	Vind-kraft	Totalt	Import	Eksport	Netto import
1975	77,4	0,1		77,5	0,1	5,7	-5,6
1976	82,0	0,1		82,1	0,2	6,9	-6,6
1977	72,2	0,2		72,4	2,7	1,6	1,1
1978	80,9	0,1		81,0	0,8	4,3	-3,4
1979	89,0	0,1		89,1	0,8	5,5	-4,7
1980	84,0	0,1		84,1	2,0	2,5	-0,5
1981	93,3	0,1		93,4	1,9	7,2	-5,2
1982	92,9	0,3		93,2	0,6	6,7	-6,1
1983	106	0,3		106,4	0,4	13,8	-13,4
1984	106,3	0,3		106,7	0,9	9,1	-8,3
1985	102,9	0,3		103,3	4,1	4,6	-0,5
1986	96,8	0,5		97,3	4,2	2,2	2,0
1987	103,8	0,5		104,3	3,0	3,3	-0,3
1988	109,5	0,5		110,0	1,7	7,4	-5,6
1989	118,7	0,5		119,2	0,3	15,2	-14,9
1990	121,4	0,5		121,8	0,3	16,2	-15,9
1991	110,6	0,4		111,0	3,3	6,0	-2,8
1992	117,1	0,4		117,5	1,4	10,1	-8,7
1993	119,6	0,5		120,1	0,6	8,5	-7,9
1994	112,7	0,5		113,2	4,8	5,0	-0,1

1995	122,5	0,5		123,0	2,3	9,0	-6,7
1996	104,1	0,6		104,7	13,2	4,2	9,0
1997	110,9	0,5		111,4	8,7	4,9	3,8
1998	116,3	0,5		116,8	8,0	4,4	3,6
1999	121,9	0,5		122,4	6,9	8,8	-1,9
2000	142,3	0,5		142,8	1,5	20,5	-19,1
2001	121,0	0,6		121,6	10,8	7,2	3,6
2002	129,8	0,6	0,1	130,5	5,3	15,0	-9,7
2003	106,1	0,9	0,2	107,2	13,5	5,6	7,9
2004	109,3	0,9	0,3	110,5	15,3	3,8	11,5
2005	136,5	0,9	0,5	137,8	3,7	15,7	-12,0
2006	119,7	1,0	0,6	121,4	9,8	8,9	0,9
2007	134,7	1,5	0,9	137,2	5,3	15,3	-10,0
2008	140,0	1,2	0,9	142,1	3,4	17,3	-13,9
2009 <sup>1</sup>	127,1	4,7	1,0	132,8	5,7	14,6	-9,0
2010 <sup>2</sup>	116,8	5,1	0,9	122,8	14,7	7,1	7,5

År	Brutto forbruk	Elektro- kjelar <sup>3</sup>	Tap etc. <sup>4</sup>	Nettoforbruk, dvs. ekskl. tap i nettet					
				Kraft- int. ind	Alm. fors.	Hush.o g jordbr.	Bergv. og ind.	Anna næringsv.o g transp	Alm.fors. temp.korr
1975	71,9	3,2	7,2	26,2	35,2	18,1	11,1	6,0	36,2
1976	75,5	2,5	8,1	26,5	38,3	19,8	10,7	7,9	
1977	73,5	0,6	7,7	24,7	40,6	21,3	10,5	8,7	
1978	77,6	1,2	8,3	26,1	42,0	21,9	10,8	9,3	40,8
1979	84,5	1,5	8,9	28,8	45,2	23,5	11,5	10,2	43,7
1980	83,6	1,2	8,5	27,9	46,0	23,6	11,8	10,6	45,1
1981	88,2	2,6	10,1	27,0	48,5	25,1	11,9	11,5	47,3
1982	87,1	2,4	9	25,8	49,9	26,4	11,6	11,9	50,1
1983	93,0	4,1	9,8	28,7	50,3	27,0	11,3	12,1	51,2
1984	98,4	4,8	9,2	31,2	53,2	27,9	11,9	13,4	54,1
1985	102,7	4,8	10,8	30,0	57,1	30,0	12,5	14,6	55,0
1986	99,3	2,7	8,8	28,4	59,4	31,2	12,7	15,5	58,5
1987	103,9	4,1	10,2	28,9	60,8	31,6	12,9	16,3	59,0
1988	104,4	4,5	9,6	29,6	60,7	30,9	13,2	16,7	61,0
1989	104,3	5,6	9,2	29,6	60	30,4	13,0	16,6	62,2
1990 <sup>5</sup>	105,9	6,7	8,2	34,4	56,7	30,9	8,7	17,1	59,8
1991	108,2	7,4	8,2	33,2	59,4	32,9	8,6	17,9	60,4
1992	108,8	7,8	8,4	32,1	60,5	33,2	8,7	18,6	61,9
1993	112,2	8,0	10,2	32,7	61,3	34,1	8,8	18,5	61,6
1994	113,1	5,4	10,1	34,1	63,5	35,5	8,4	19,5	63,9

<sup>1</sup> Foreløpige tal

<sup>2</sup> Foreløpige tal

<sup>3</sup> Uprioritert kraft fra 1993

<sup>4</sup> Tap etc. er nettap og pumpeforbruk

<sup>5</sup> Fra 1990 er treforedling inkludert i kraftintensiv industri

1995	116,3	7,5	11,4	33,5	63,9	35,6	8,5	19,8	64,4
1996	113,7	4,1	9,6	33,8	66,2	36,9	8,6	20,7	65,1
1997	115,2	6,2	10,3	34,3	64,4	35,4	8,4	20,6	66,0
1998	120,4	7,5	10,0	36,2	66,7	36,3	9,0	21,4	67,5
1999	120,5	7,0	10,0	36,8	66,7	36,5	8,5	21,7	68,9
2000	123,8	10,5	11,4	35,7	66,2	35,7	8,4	22,0	70,2
2001	125,2	7,8	11,5	36,9	69,0	37,3	8,4	23,3	69,6
2002	120,8	6,8	10,7	34,9	68,4	36,1	8,8	23,6	70,9
2003	115,1	3,2	9,5	37,5	65,1	33,4	8,6	23,1	67,6
2004	122,0	4,9	10,7	40,5	65,9	33,8	10,0	22,1	69,0
2005	125,8	5,6	11,8	40,7	67,7	35,4	9,1	23,2	70,9
2006	122,3	4,8	11,1	38,3	68,1	35,1	9,3	23,7	71,6
2007	127,1	6,5	12,1	37,2	71,3	36,4	10,4	24,5	74,2
2008	128,2	6,5	11,6	38,4	71,7	36,4	10,6	24,7	75,2
2009 <sup>1</sup>	123,8								
2010 <sup>2</sup>	130,4								

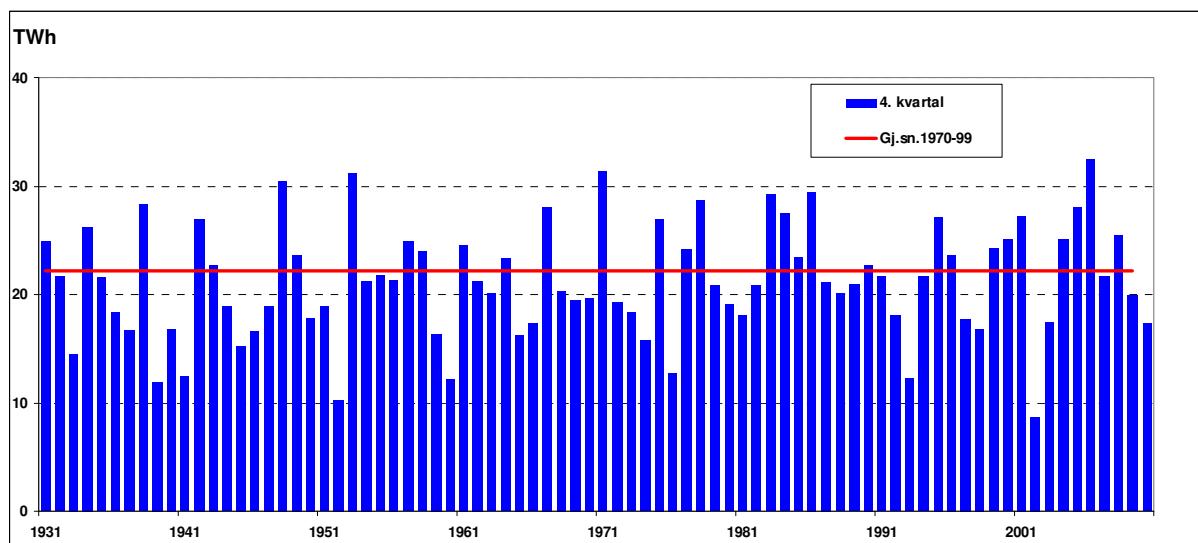
Tabell 3.4 Forbruk av andre viktige energiberarar, 1990-2010. Kjelde: Norsk Petroleumsinstitutt og SSB

År	Petroleumspr. (mill. liter)		Ved hushald (PJ)	Fjernvarme levert forbrukar (TJ)				
	Fyrings-parafin	Lett fyrings-olje		Totalt	Hush.	Ind. og bergv.	Tj. yting	Jordbr. og fiske
1990	213	914	20	3010	976	677	1336	22
1991	193	792	18	3521	994	778	1678	76
1992	192	720	18	3708	914	792	1944	58
1993	193	715	21	3884	965	911	2005	0
1994	206	764	22	4072	864	1055	2146	7
1995	201	736	21	4270	976	1123	2153	18
1996	235	956	23	4673	1080	1166	2390	32
1997	215	761	24	4615	922	922	2711	65
1998	198	720	23	4957	968	850	3100	40
1999	193	760	23	5429	1073	839	3496	22
2000	150	563	24	5245	760	810	3643	36
2001	166	628	25	6534	1080	760	4666	29
2002	161	696	28	6955	1094	983	4846	32
2003	185	912	28	7510	1246	1033	5202	29
2004	157	699	26	8028	1372	1030	5616	14
2005	130	525	28	8460	1422	1077	5956	4
2006	130	571	27	8980	1602	1075	6296	7
2007	103	488	24	9927	1842	1155	6921	10
2008	77	440	25	10502	2381	1164	6947	10
2009	68	459	26	11856	2491	1311	8036	18
2010	82	557						

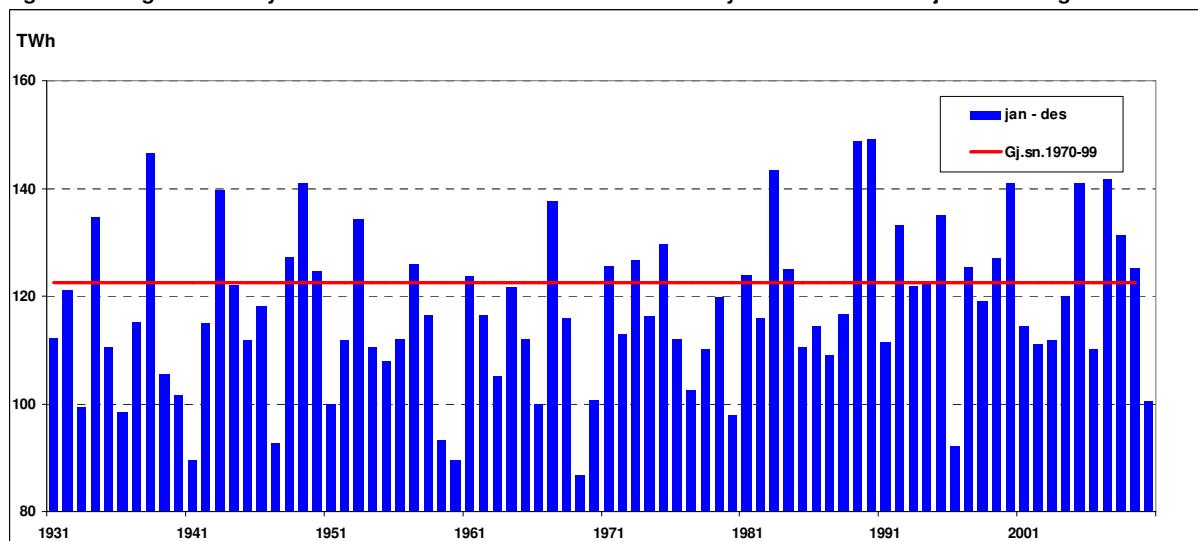
<sup>1</sup> Foreløpige tal

<sup>2</sup> Foreløpige tal

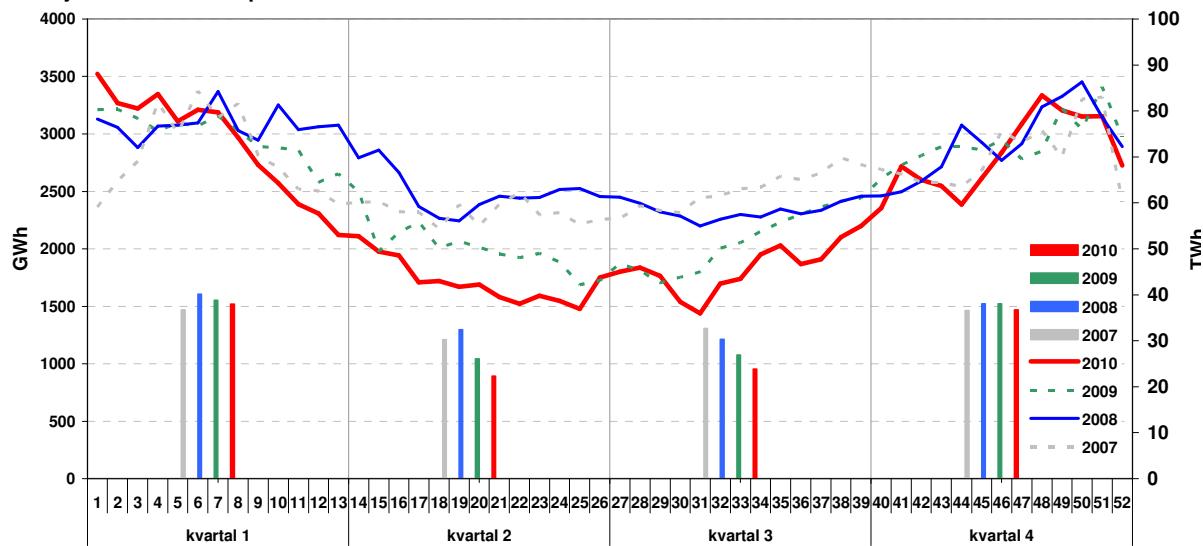
Figur 3.1 Tilsig som kan nyttast for 4. kvartal fra 1931 - 2010. Kjelde: NVE og Nord Pool.



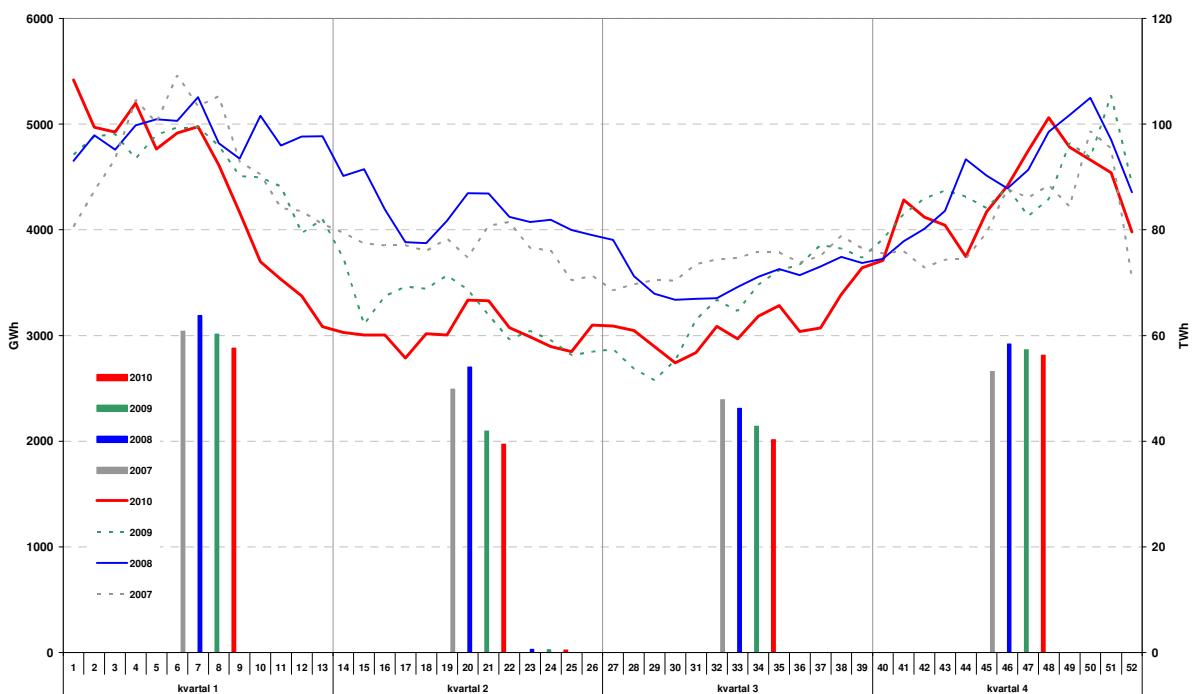
Figur 3.2 Tilsig som kan nyttast for åra 1931 til 2010. Merk at x-aksen kryssar ved 80 TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool.



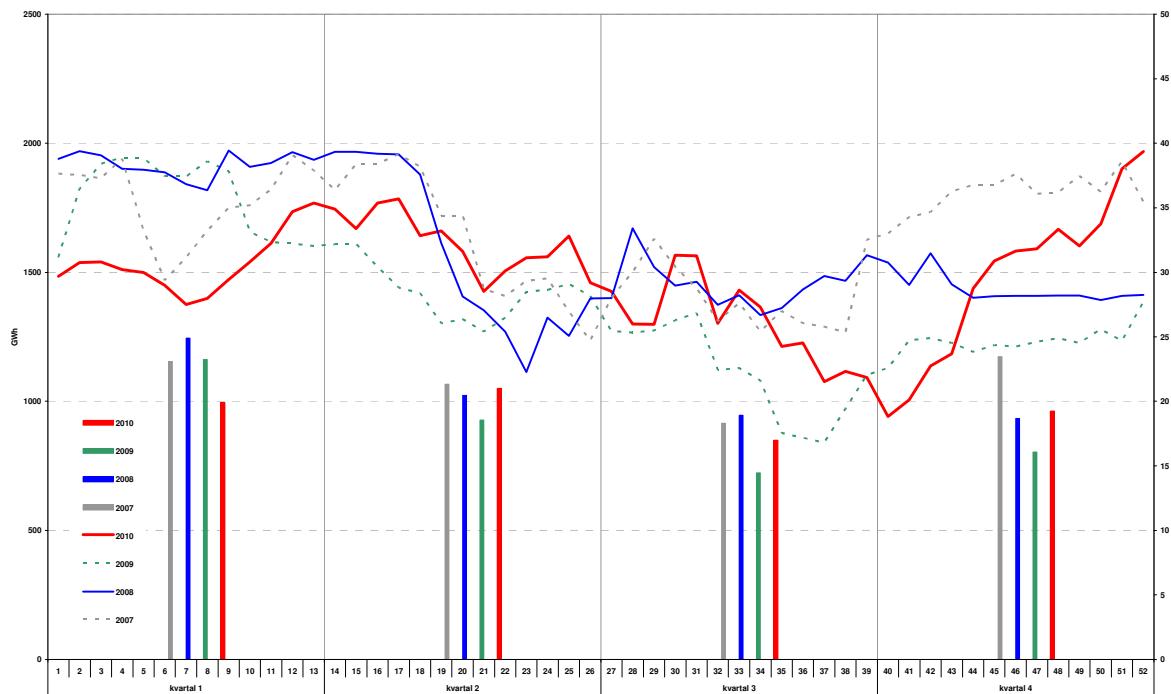
**Figur 3.3 Norsk kraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



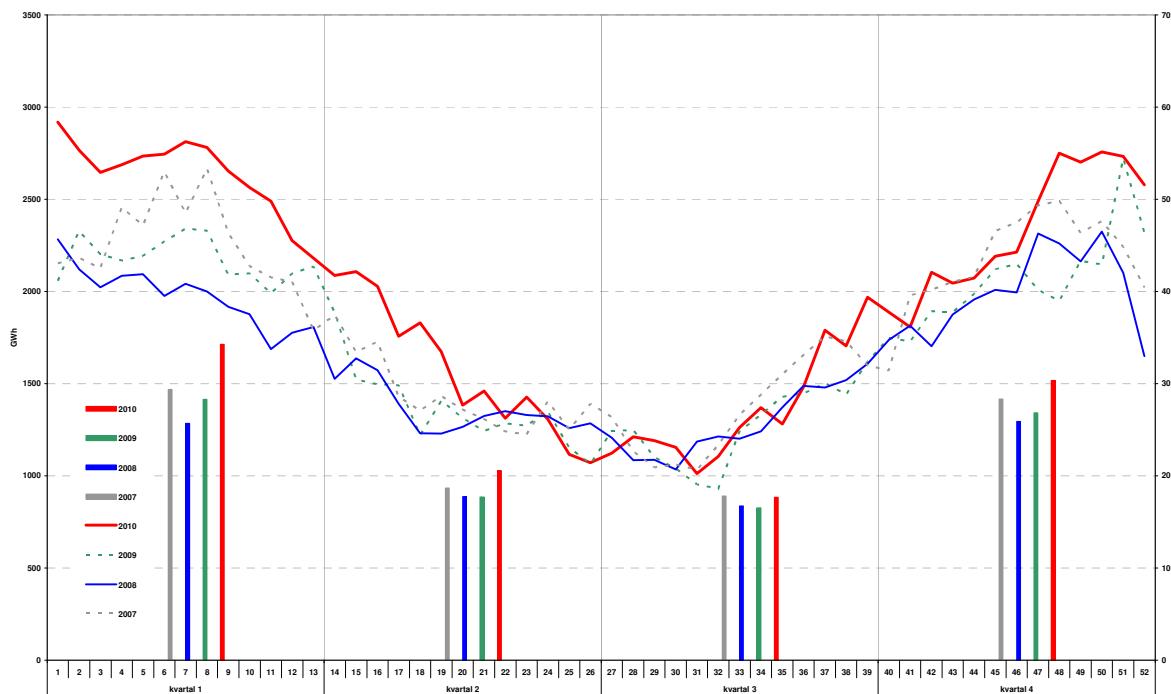
**Figur 3.4 Nordisk vasskraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



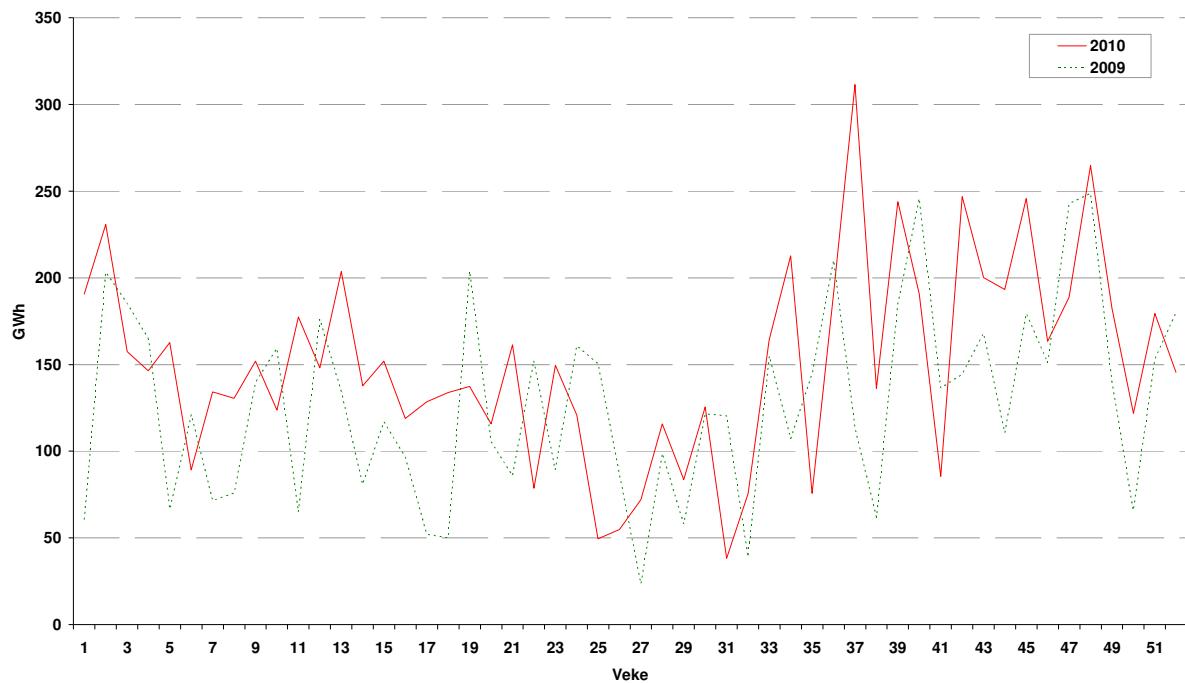
**Figur 3.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



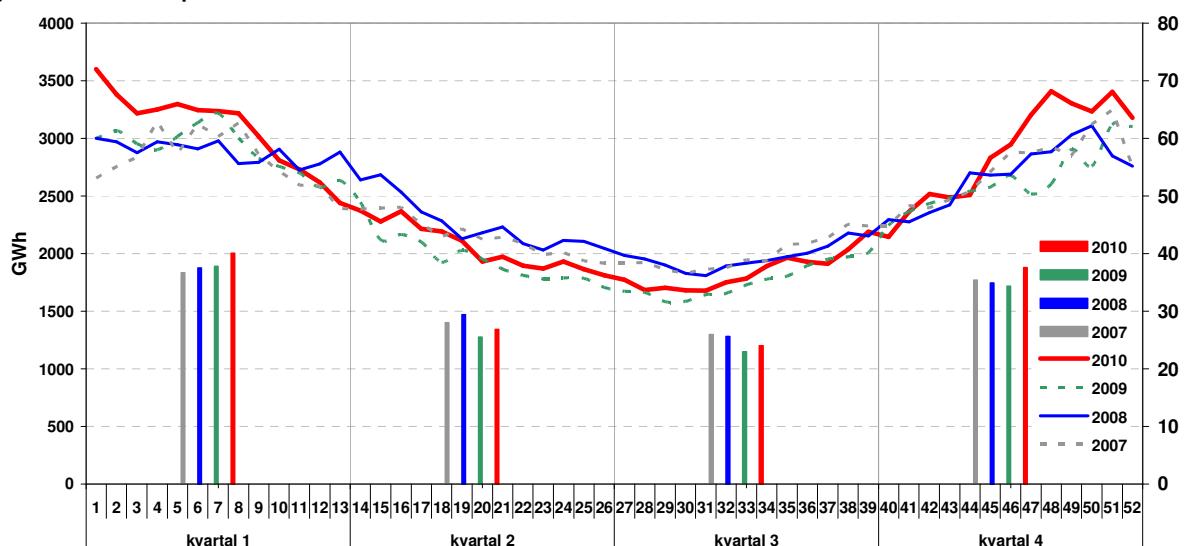
**Figur 3.6 Anna nordisk kraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



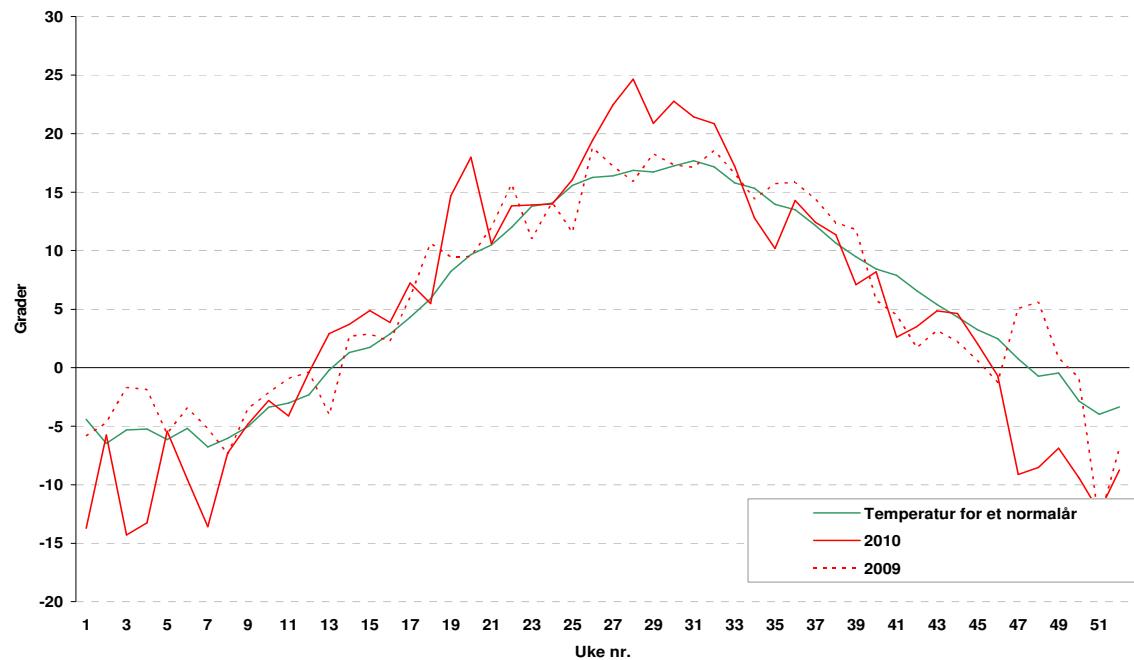
Figur 2.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2009 - 2010 GWh/veke. Kjelde: Energinet.dk



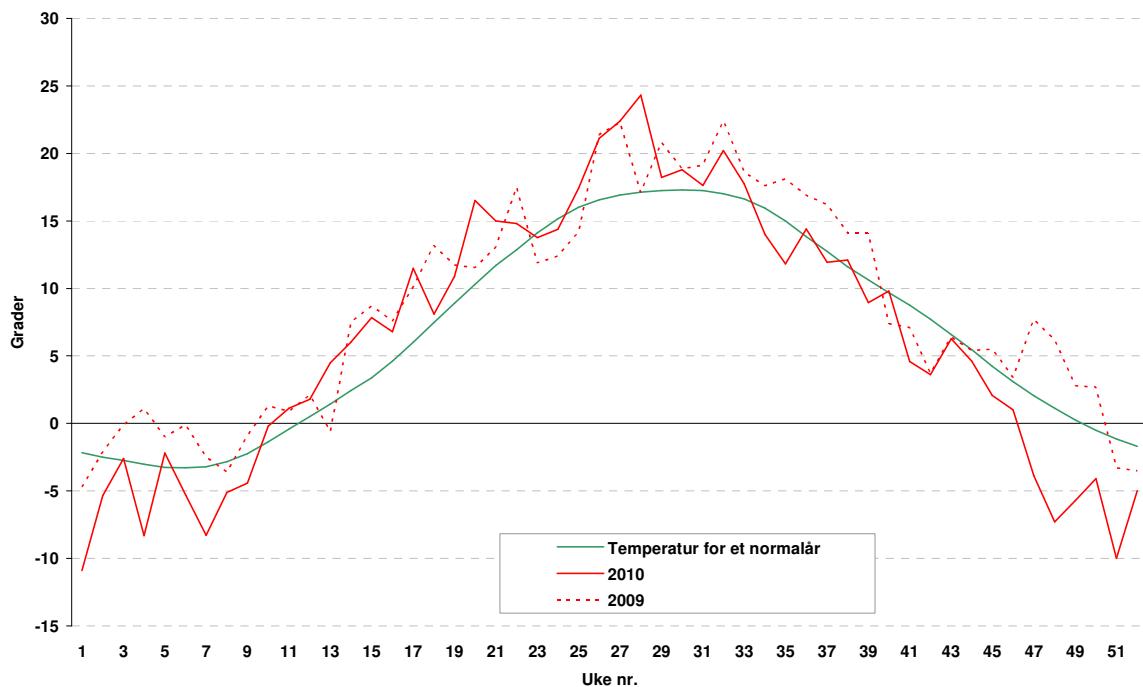
Figur 3.8 Norsk forbruk, 2007 – 2010, veka (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



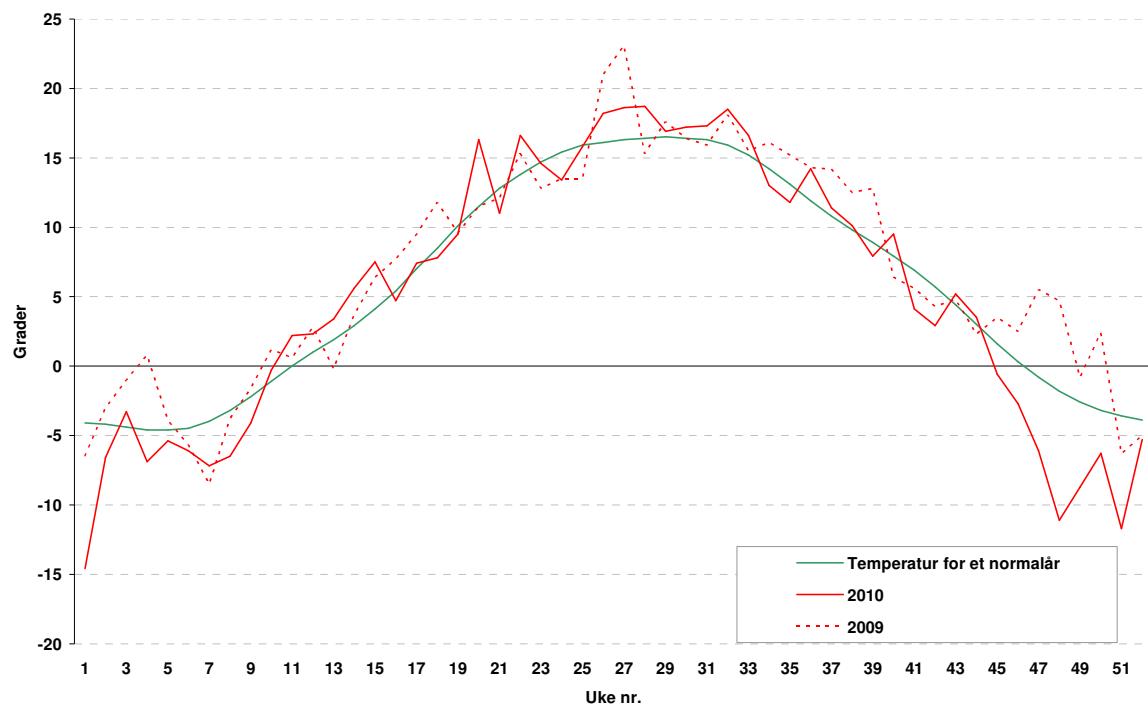
**Figur 3.9 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2009 og 2010, Celsius. Kilde: SysPower/SMHI**



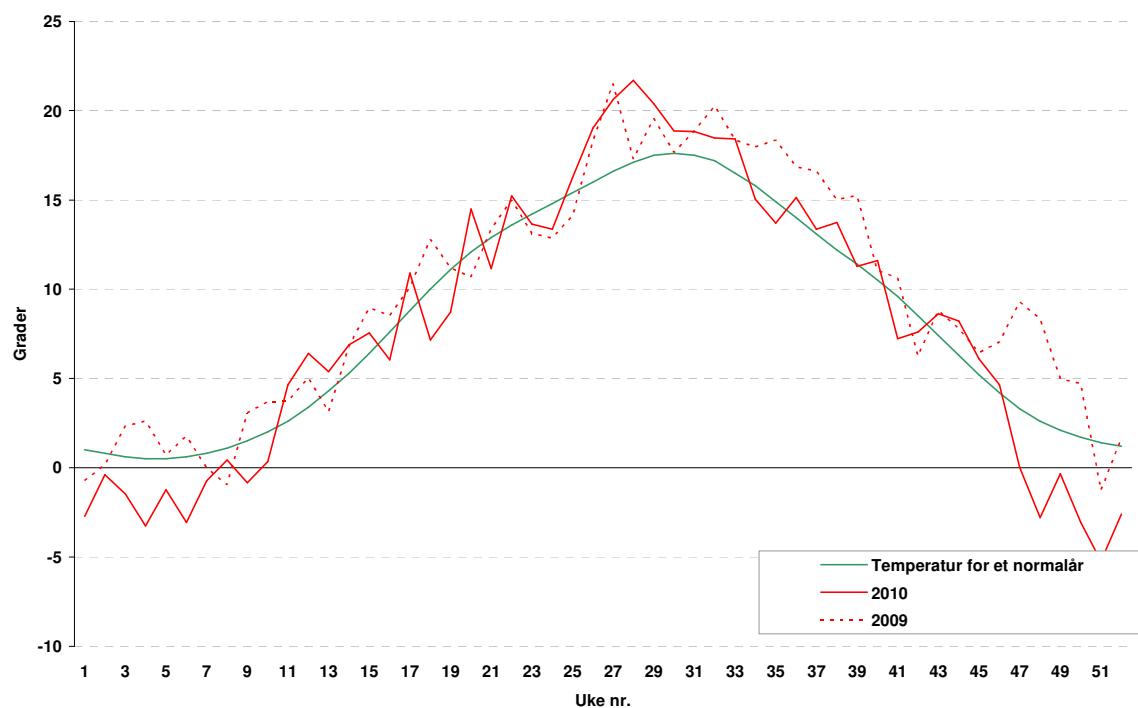
**Figur 3.10 Temperaturutvikling - Stockholm, 2009 og 2010, Celsius. Kilde: Nord Pool**



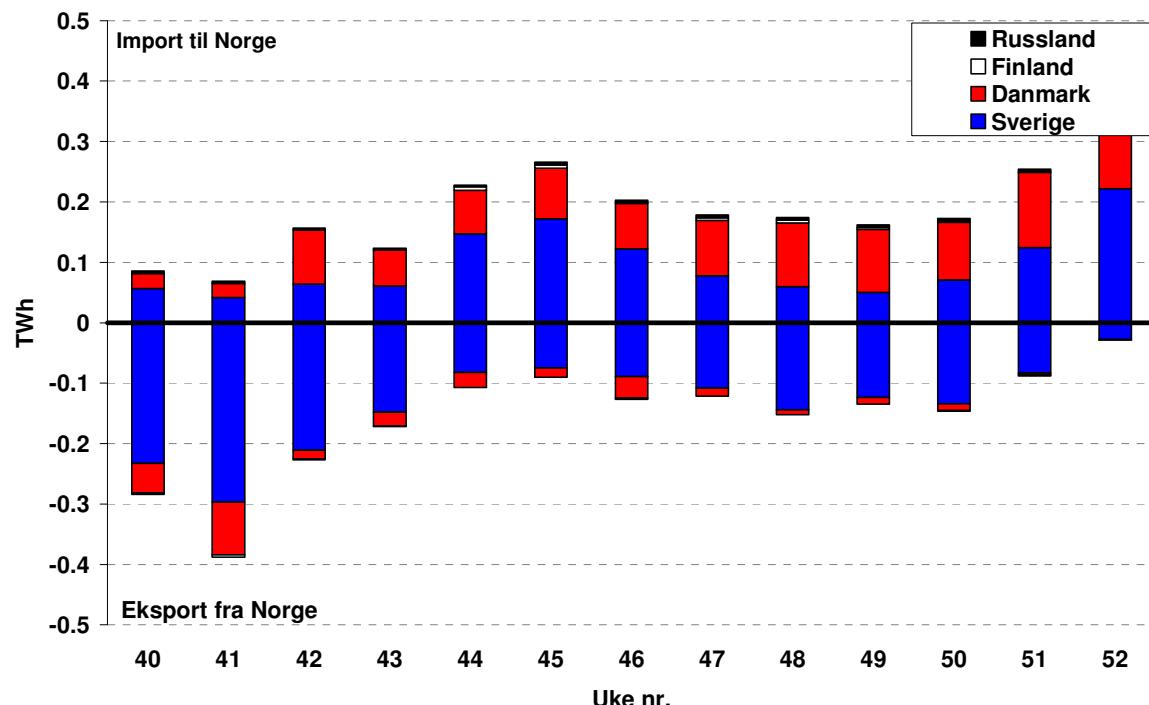
Figur 3.11 Temperaturutvikling - Oslo, 2009 og 2010, Celsius. Kilde: Nord Pool



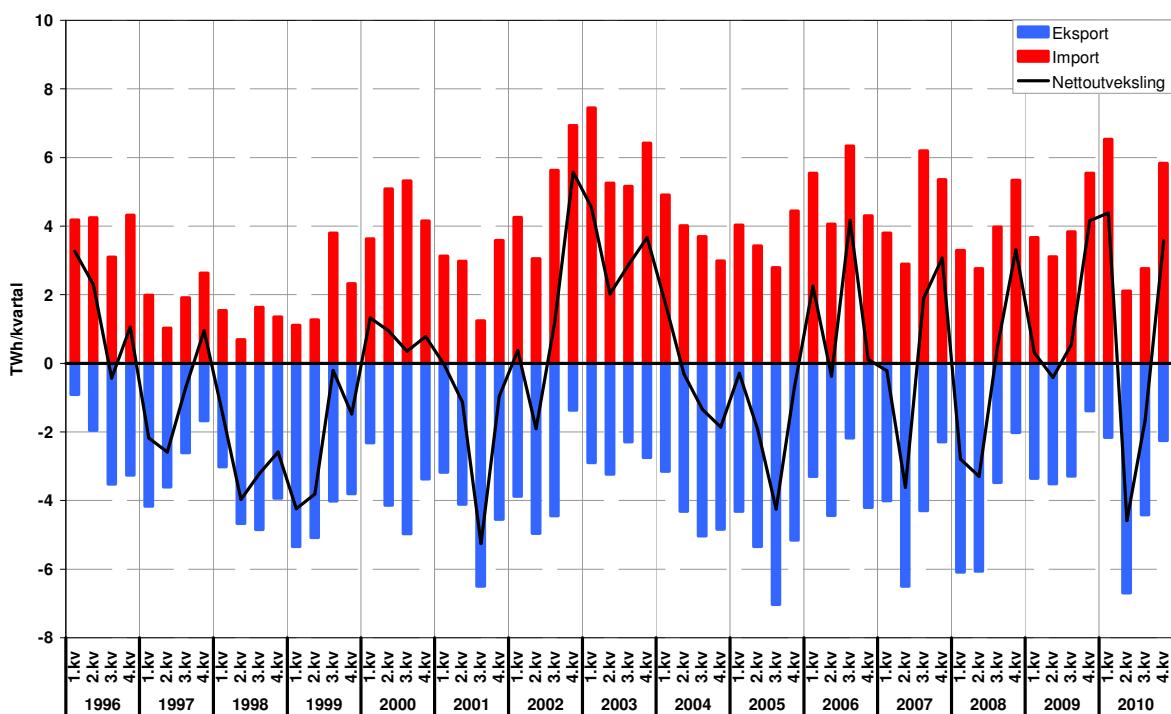
Figur 3.12 Temperaturutvikling - København, 2009 og 2010, Celsius. Kilde: SysPower/SMHI



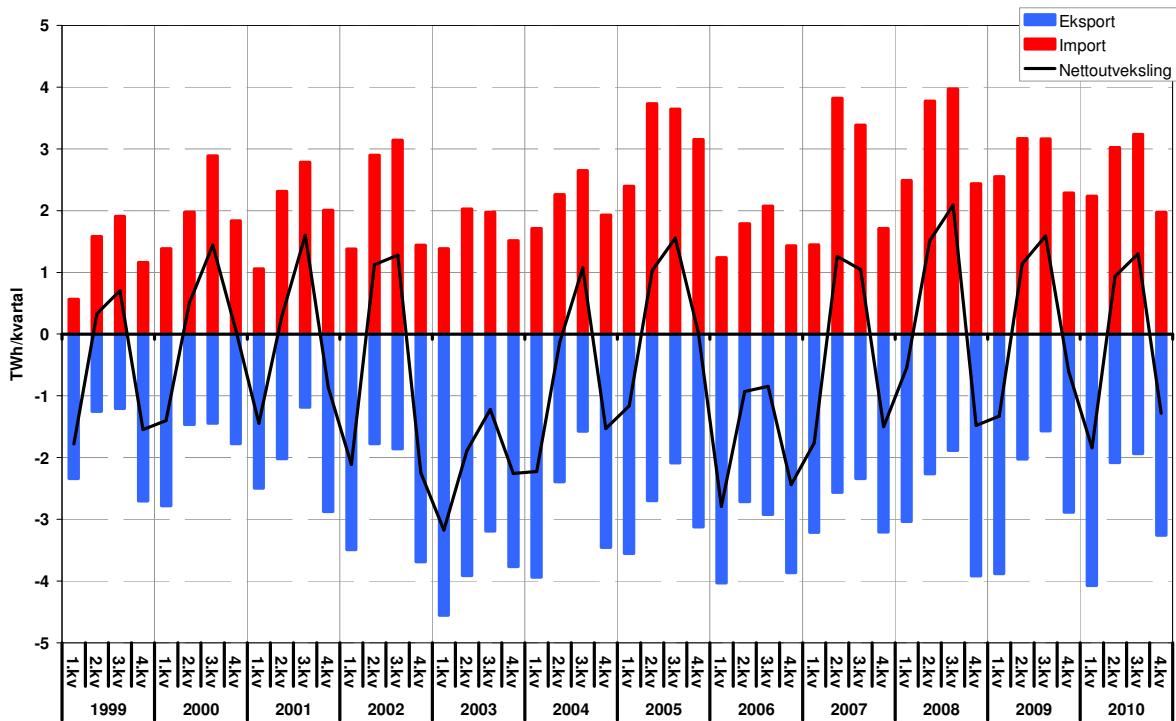
Figur 3.13 Norsk utveksling av kraft i fjerde kvartal. TWh. Kjelde Nord Pool.



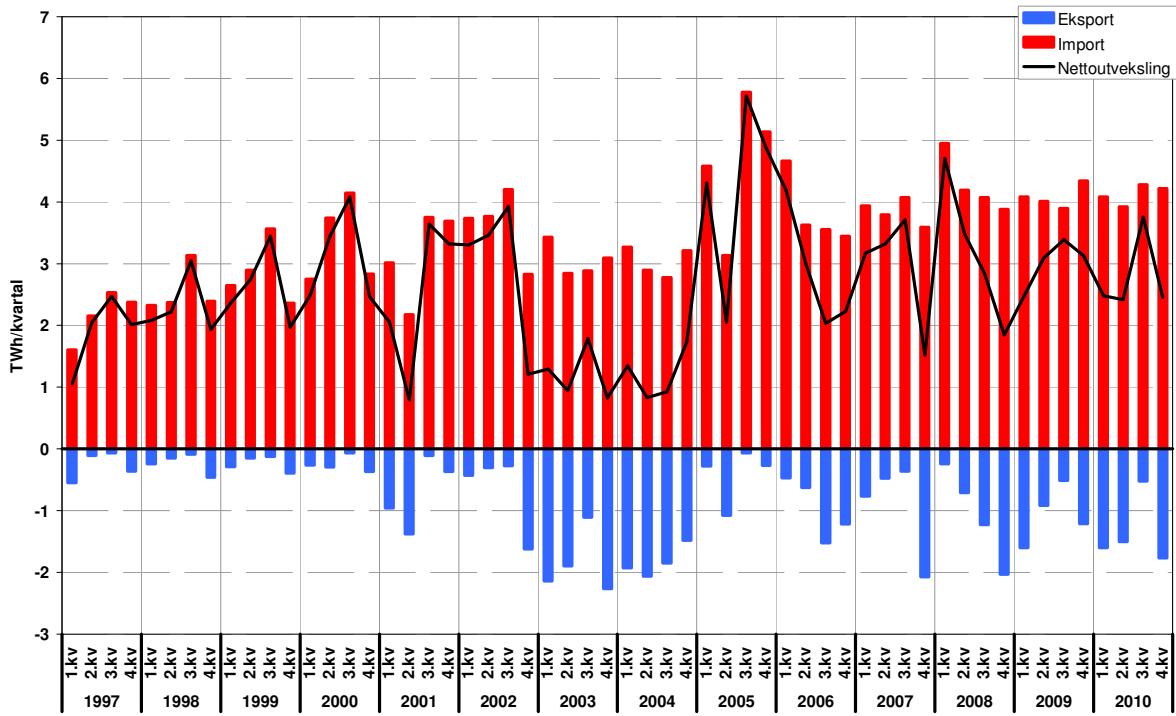
Figur 3.14 Import/eksport Sverige, 1996-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 3.15 Import/eksport Danmark, 1996-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 3.16 Import/eksport Finland, 1996-2010, 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.)



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)