



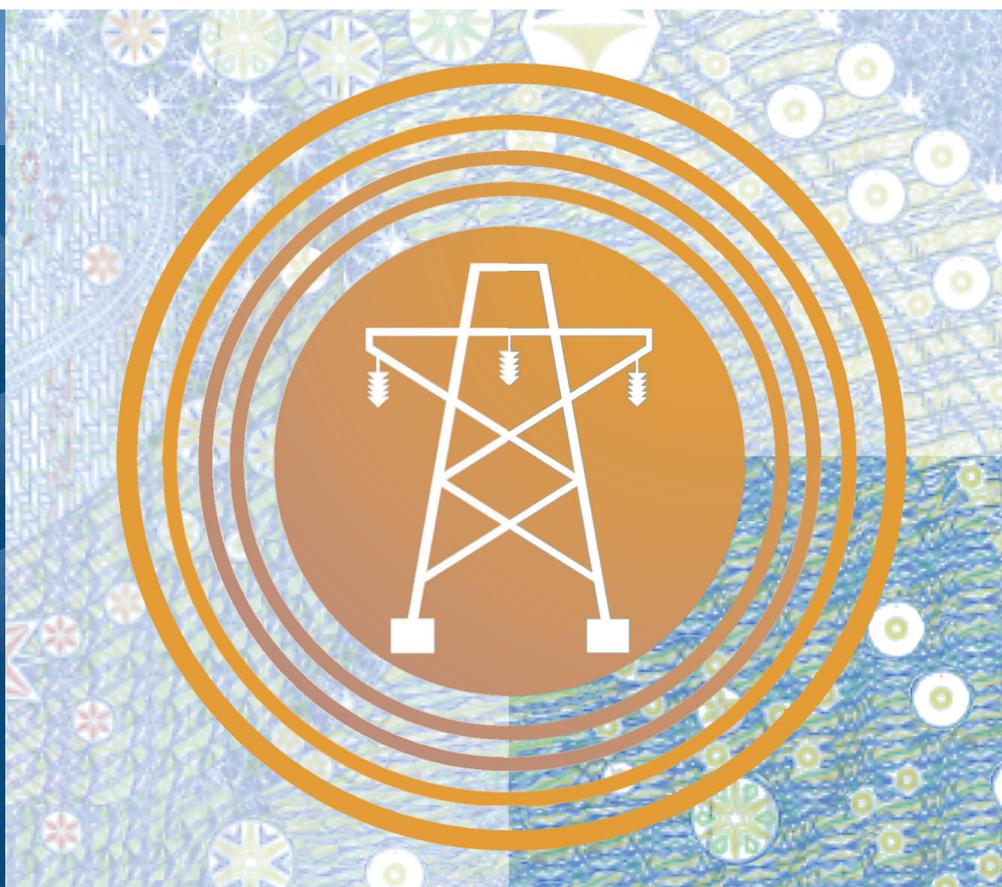
Kvartalsrapport for kraftmarknaden

4. kvartal 2011

Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)

6
2012

R
A
P
P
O
R
T



Rapport nr. 6

Kvartalsrapport for kraftmarknaden

- Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat
- Redaktør:** Finn Erik Ljåstad Pettersen
- Forfattarar:** Anton Jayanand Eliston, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Øivind Willumsen, Ingrid Guren og Margit Iren Ulriksen.
- Trykk:** NVE sitt hustrykkeri
- Opplag:** 20
- Forsidefoto:**
- ISBN:** 978-82-410-0784-2
- ISSN:** 1501-2832
- Samandrag:** Fjerde kvartal 2011 var uvanleg mildt og vått, noko som gav høgt energitilsig til dei norske vassmagasina. Totalt for året var tilsiget 149,2 TWh, som er 26,7 TWh meir enn normalt. Dette sikra rekordhøge 80,3 prosent i fyllingsgrad ved utgangen av kvartalet. Den lagra energimengda i vassmagasina var dermed 29,5 TWh større enn ved årsskiftet 2010/2011. Noreg hadde eit kraftforbruk på 34,1 TWh i løpet av fjerde kvartal. Samanlikna med same kvartal 2010 var det ein nedgang på 4,2 TWh, noko som kan koplast til den milde vêrutviklinga. Det samla norske kraftforbruket i 2011 var 125,1 TWh, eller 6,9 TWh mindre enn i 2010. Kraftproduksjonen i fjerde kvartal 2011 var 38,3 GWh, ein auke på 3,7 TWh frå same kvartal året før. Produksjonsauken var eit resultat av dei store vassmengdene i systemet. Kraftproduksjonen for året 2011 var på 128,1 TWh, ein auke på 3,7 TWh frå 2010. Kraftoverskotet vart såleis stort, og det var norsk nettoeksport av 4,2 TWh i fjerde kvartal, og 3,0 TWh totalt for året. Til samanlikning var det i fjerde kvartal 2010 norsk nettoimport av 0,8 TWh, og på årsbasis 7,5 TWh. Den gode ressursituasjonen kombinert med det låge forbruket gav eit uvanleg lågt prisnivå i engrosmarknaden for kraft. I snitt for fjerde kvartal var kraftprisen i Aust- og Sørvest-Noreg 264 kr/MWh, i Vest-Noreg 260 kr/MWh, i Midt-Noreg 270 kr/MWh og i Nord-Noreg 266 kr/MWh.
- Emneord:** elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinifylling, 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

Innhold

Forord	4
Samandrag	5
1 Kraftmarknaden i fjerde kvartal 2011	6
1.1 Ressursgrunnlaget.....	9
1.1.1 Tilsig i Noreg	9
1.1.2 Tilsig i Sverige	10
1.1.3 Temperatur.....	10
1.1.4 Nedbør	11
1.1.5 Snø	13
1.1.6 Grunn- og markvatn.....	14
1.2 Magasinutviklinga	15
1.2.1 Frå rekordlåg til rekordhøg norsk magasinutfylling i 2011	15
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland.....	16
1.3 Produksjon.....	18
1.3.1 Noreg – auke i produksjonen.....	20
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa	22
1.4 Forbruk	25
1.4.1 Noreg stor nedgang i kraftforbruket	26
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa	30
1.5 Andre energibærarar i Noreg	32
1.5.1 Fyringsoljer.....	32
1.5.2 Ved.....	34
1.5.3 Anna bioenergi	34
1.5.4 Varmepumper.....	34
1.5.5 Fjernvarme	34
1.5.6 Gass.....	36
1.6 Kraftutveksling	37
1.6.1 Noreg	39
1.6.2 Andre nordiske land.....	40
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden	41
1.7.1 Spotmarknaden – låge prisar.....	41
1.7.2 Terminmarknaden	44
1.8 Sluttbrukarmarknaden.....	49
1.8.1 Prisar og kontraktar	49
1.8.2 Leverandørskifte.....	55
1.8.3 Marknadsdelar.....	58
2 Konsekvensanalyse av fornybardirektivet på Norges energisystem med TIMES-modellen	65
2.1 Innledning	65
2.2 Fornybardirektivet	65
2.3 Kort beskrivelse av TIMES-modellen	66
2.4 Forutsetninger.....	67
2.5 Analyser.....	70
2.5.1 Innledning.....	70
2.5.2 Scenario I: New Policies	70
2.5.3 Scenario II: Konstante prisar	70
2.6 Konklusjon	72
2.7 Videre arbeid	72

2.8 Referanser.....	73
3 Vedlegg.....	74

Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i fjerde kvartal 2011. Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er fjerde utgåve i kvartalsrapportens 8. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert 6-7 veker etter utløpet av kvartalet.

I tillegg til å dokumentere og kommentere kraftmarknadsutviklinga i fjerde kvartal og året 2011 inneheld denne utgåva ein temaartikkel. Den er skreve av Arne Lind og Eva Rosenberg i Institutt for Energiteknikk (IFE) på oppdrag frå NVE.

Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE) har ansvar for å ha god innsikt i den langsiktige utviklinga i energi- og effektbalansen i Noreg. NVE har i løpet av dei siste åra sett behovet for å utvikle modellapparatet vidare. Ein energisystemmodell for det norske energisystemet er i den samanheng utvikla av IFE i samarbeid med NVE. Energisystemmodellen kan nyttast til analyser av utviklinga av energisystemet og viktigheita av ulike verkemiddel som for eksempel skattar, kvotar eller sertifikat.

For tida er det stor interesse for korleis implementeringa av fornybardirektivet vil påverke det norske energisystemet. IFE har på oppdrag frå NVE gjort nokre innleiande analyser med modellen som vert presentert i temaartikkelen. NVE og IFE vil jobbe vidare med å implementere elsertifikatmarknaden i modellen. Modellen vil bli nytta til vidare analyser av fornybardirektivet og utviklinga av det norske energisystemet framover.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidarar ved Energiavdelinga og Hydrologisk avdeling. Bidragsytarane for denne utgåva har vore Anton Jayanand Eliston, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Viggem, Mats Øivind Willumsen, Margit Iren Ulriksen, Ingrid Guren og Finn Erik Ljåstad Pettersen, som også har leia arbeidet.

Oslo, 21. februar 2012



Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Samandrag

I løpet av fjerde kvartal 2011 kom det eit energitilsig på 31,6 TWh til dei norske vassmagasina. Kvartalet var uvanleg mildt og vått, og tilsigsmengda var heile 9,4 TWh over normalen. Det samla energitilsiget for året var 149,2 TWh – 26,7 TWh over normalen.

Dei store tilsigsmengdene medverka til rekordhøg fyllingsgrad i dei norske vassmagasina. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 80,3 prosent. Det er den høgaste fyllingsgraden målt ved eit årsskifte i perioden 1982-2011. Kontrasten til inngangen av året, då det var rekordlåge 45,3 prosent i fyllingsgrad, var dermed stor. Utan den milde og våte vêrutviklinga igjennom året hadde det ikkje vore mogleg å fylle opp vassmagasina i like stor grad.

Noreg hadde eit samla kraftforbruk på 34,1 TWh i kvartalet. Av dette vart 25,0 TWh nytta i allminneleg forsyning. Samanlikna med same kvartal i 2010 var det totale forbruket redusert med 4,2 TWh, medan forbruket i allminneleg forsyning var redusert med 4,7 TWh. Redusert forbruk i allminneleg forsyning var såleis kimen til heile forbruksnedgangen frå 2010. Det vitnar om at mildare vêr i oktober, november og desember 2011 gav mindre kraftforbruk knytt til oppvarming enn i dei same månadane i 2010. Forbruket var det lågaste registrert i fjerde kvartal sidan 2006. På årsbasis vart det nytta 125,1 TWh kraft i Noreg. Forbruket var dermed 6,9 TWh lågare enn i 2010, noko som truleg kan koplast til det milde vêret i 2011 samanlikna med 2010.

Kraftproduksjonen i Noreg auka med 1,8 prosent i fjerde kvartal 2011 samanlikna med tilsvarende kvartal i 2010. Produksjonen, på 38,3 TWh, er den fjerde høgaste registrert i fjerde kvartal. Vasskraft er den dominerande produksjonsforma i Noreg, og det store energitilsiget igjennom kvartalet forklarar det høge produksjonsnivået vi fekk trass i forbruksnedgangen. Ikkje minst førte den høge fyllingsgraden, kombinert med store nedbørmengder, til langt høgare uregulerbar vasskraftproduksjon enn i 2010. Den totale kraftproduksjonen i Noreg var 128,1 TWh i 2011, noko som inneber ein auke på 3,0 prosent frå året før. Størstedelen av auken kom i siste halvdel av året, og samanfellt med periodane med høgst energitilsig til vassmagasina.

Det var 4,2 TWh norsk nettoeksport i fjerde kvartal. Det er den høgaste norske nettoeksporten registrert i fjerde kvartal nokon gong. Til samanlikning var det 0,8 TWh norsk nettoimport i fjerde kvartal 2010. I løpet av 2011 hadde Noreg nettoeksport av 3,0 TWh, mot nettoimport av 7,6 TWh i 2010. Slik som for produksjonen kan mesteparten av nettoeksporten i 2011 tilskrивast siste halvår.

Som følge av den gode ressursituasjonen, samt lågare kraftforbruk enn for ein normal haust og vinter, var dei nordiske kraftprisane uvanleg låge for kvartalet. Aust- og Sørvest-Noreg hadde ein snittpris for kvartalet på 264 kr/MWh, Vest-Noreg på 260 kr/MWh, Midt-Noreg på 270 kr/MWh og Nord-Noreg på 266 kr/MWh. For alle dei norske områda var kraftprisnivået i fjerde kvartal 2011 omlag halvparten av det tilsvarende nivået i same kvartal 2010.

Terminkontraktane for levering i første og andre kvartal 2012 falt med høvesvis 20 og 17 prosent i pris frå starten til slutten av fjerde kvartal. Dei to kontraktane hadde ein snittpris på 340 og 305 kr/MWh for kvartalet. Etterkvart som vassmagasina fylde seg opp utover hausten var det naturleg at terminprisane vart justert ned i takt med den betra ressursituasjonen. Fallande terminprisar på kontinentet var også medverkande til prisnedgangen i den nordiske terminmarknaden.

1 Kraftmarknaden i fjerde kvartal 2011

Svært høge tilsig	Tilsiget til dei norske vassmagasina i fjerde kvartal 2011 var 31,6 TWh, heile 9,4 TWh meir en normalt. Totalt for året var tilsiget 149,2 TWh, som er 26,7 TWh høgare enn tilsiget i eit normalår. Det er den største tilsigsmengda målt i løpet av eitt år sidan 1989 og 1990. Store nedbørmengder utover sommaren og hausten er årsaka til det høge tilsignivået.
Mildt vêr	Månadsmiddeltemperaturane var over normalen i heile Noreg i både oktober, november og desember. I november var jamvel temperaturen rekordhøge 4,6 grader over normalen. Utviklinga var den same over heile året, med temperaturar rundt 1,8 grader over normalen.
Meir nedbør enn normalt	Samla norsk nedbørmengde i fjerde kvartal var 46,2 TWh, eller 6,8 TWh meir enn normalt. Det var rettnok store regionale nedbørskilnader. Våtast var det på Vestlandet, medan det i Nord- og Aust-Noreg tidvis var mindre nedbør enn normalt. Årsnedbøren for 2011 var 160,5 TWh, som er 38,0 TWh over normalt.
Omlag normale snømengder	Ved årsskiftet 2011/2012 var det omlag normale snømengder i Noreg. Samanlikna med fjoråret var det meir snø i fjellet i Sør-Noreg, og mindre langs kysten og i Nord-Noreg.
Rekordhøg magasinfylling	Fyllingsgraden i dei norske vassmagasina var rekordlåge 45,3 prosent ved inngangen til 2011. Ved utgangen av året var situasjonen snudd heilt om med ein fyllingsgrad på 80,3 prosent. Det er den høgaste fyllingsgraden registrert ved eit årsskifte sidan målingane starta i 1982. Den lagra energimengda i vassmagasina i slutten av fjerde kvartal 2011 var dermed 29,5 TWh større enn til same tid året før. Nedtappinga av vassmagasina frå januar 2011 og utover våren var, grunna den låge fyllingsraden, mindre enn vanleg. Tidleg snøsmelting og mykje nedbør utover sommaren og hausten sørgja deretter for rask oppfylling av magasina, og sikra såleis det høge magasinnivået ved årsskiftet 2011/2012.
Lågare nordisk kraftforbruk	Norden hadde eit samla kraftforbruk på 100,0 TWh i fjerde kvartal. Samanlikna med fjerde kvartal 2010 var det ein nedgang på 10,8 prosent. Nedgangen har samanheng med langt mildare vêr mot slutten av 2011 enn til same tid i 2010. På årsbasis var det nordiske forbruket 378,5 TWh i 2011, som er 4,4 prosent mindre enn året før. Forbruksnedgangen skuldast hovudsakeleg jamt over mildare vêr igjennom heile året.
Lågare nordisk kraftproduksjon	I fjerde kvartal vart det produsert 102,5 TWh kraft i dei nordiske landa. I same kvartal 2010 var produksjonen 5,0 prosent høgare. Det var først og fremst Finland og Danmark som hadde produksjonsnedgang, noko som vitnar om at det vart produsert mindre termisk kraft enn til same tid året før. Årsaka var dårlegare lønnsemd for denne krafttypen grunna lågare kraftprisar enn til same tid i 2010. Totalt vart det produsert 373,7 TWh kraft i Norden i 2011, som er 1,4 prosent mindre enn året før.
Redusert norsk	Noreg hadde eit kraftforbruk på 34,1 TWh i fjerde kvartal - ned 11,1

Kraftforbruk	<p>prosent frå same kvartal i 2010. Sist forbruket var på eit tilsvarande lågt nivå i fjerde kvartal var i 2006. Av det totale forbruket vart 25,0 TWh nytta i allminneleg forsyning. Det vil seie 15,8 prosent mindre enn tilsvarande forbruk året før. Nedgangen i denne forbrukstypen var større enn den totale forbruksnedgangen, noko som gjev grunnlag for å anta at mindre oppvarmingsbehov som følgje av mildare vêr var ei viktig årsak til forbruksnedgangen. For året 2011 vart det brukt 125,1 TWh kraft i Noreg. Forbruket var dermed 5,2 prosent lågare enn i 2010.</p>
Auka norsk kraftproduksjon	<p>Det vart produsert 38,3 TWh kraft i Noreg i fjerde kvartal. Produksjonen er den fjerde høgaste som er registrert for kvartalet, og 1,8 prosent høgare enn i tilsvarande periode i 2010. I 2011 var den totale produksjonen 128,1 TWh, ein auke på 3,0 prosent frå året før. Vasskraft dominerer den norske kraftproduksjonen, og produksjonen følgjer derfor i stor grad variasjonen i tilsiget til vassmagasina. Produksjonsveksten i 2011 er då også forårsaka av det uvanleg høge tilsiget i siste halvdel av året.</p>
Rekordhøg nordisk nettoeksport	<p>Nettoeksporten ifrå Norden i fjerde kvartal var rekordhøge 2,5 TWh. Til samanlikning var det 5,4 TWh nordisk nettoimport i fjerde kvartal 2010. Dette skiftet frå nettoimport til nettoeksport reflekterer den betra hydrologiske balansen frå utgangen av 2010 til utgangen av 2011. Totalt var det nordisk nettoimport på 4,8 TWh i 2011, mot 18,8 TWh i 2010.</p>
Rekordhøg norsk nettoeksport	<p>Også for Noreg sin del var det rekordhøg nettoeksport i fjerde kvartal. Nettoeksporten var på 4,2 TWh, mot 0,8 TWh norsk nettoimport i same periode eitt år tidlegare. Totalt var det norsk nettoeksport av 3,0 TWh i 2011. Til samanlikning vart det i 2010 nettoimportert 7,5 TWh kraft til Noreg.</p>
Låge prisar i spotmarknaden	<p>Den høge magasinfullinga, det milde vêret og dei store nedbørmengdene førte til eit uvanleg lågt nordisk kraftprisinivå i fjerde kvartal 2011. I starten av kvartalet gav stor uregulerbar vasskraftproduksjon kombinert med lågt forbruk, tidvis svært låge prisar, spesielt i dei norske marknadsområda. I Sverige, Finland og Noreg var den gjennomsnittlege kraftprisen for kvartalet under 300 kr/MWh; eit prisnivå som ein oftast ser sommartid eit normalår. I fleire av dei nordiske marknadsområda var jamvel snittprisane lågare enn i tredje kvartal.</p> <p>Dei gjennomsnittlege kraftprisane for året 2011 låg ned mot 20 prosent lågare enn dei tilsvarande prisane for 2010 i dei fleste nordiske marknadsområda. Det ulike prisnivået for desse snittprisane synleggjer den ulike ressursituasjonen i dei to åra.</p> <p>Samla for fjerde kvartal hadde Vest-Noreg ein snittpris på 260 kr/MWh. Snittprisen i dette området var den lågaste i landet. Det var høg fyllingsgrad i området i starten av kvartalet, og i kombinasjon med store nedbørmengder gjorde det at fleire produsentar var tvungne til å produsere for å unngå spill av vatn. Kraftprisen i området vart såleis lågare enn i naboområda.</p>
Snittprisar rundt 265 kr/MWh i Noreg	<p>I Aust- og Sørvest-Noreg var tilsvarande pris 264 kr/MWh. Midt-Noreg hadde ein snittpris på 270 kr/MWh, og Nord-Noreg på 266 kr/MWh. Samanlikna med fjerde kvartal 2010 var prisane nær halvert i alle dei</p>

norske marknadsområda. Den store prisdifferansen synleggjer betydinga av den hydrologiske balansen for nivået til dei norske kraftprisane.

Prisnedgang i den nordiske terminmarknaden

På same vis som i spotmarknaden fekk den betra hydrologiske balansen stor betyding for prisutviklinga i terminmarknaden dei tre siste månadane i 2011. I løpet av kvartalet gjekk prisen på terminkontraktane for første og andre kvartal 2012 ned med omlag 20 og 17 prosent. Dei to kontraktane hadde ein gjennomsnittleg pris for kvartalet på høvesvis 340 og 305 kr/MWh.

Stabile prisar i den tyske terminmarknaden

Prisen på dei tilsvarande tyske terminkontraktane gjekk også ned i løpet av kvartalet. For førstekvartalskontrakten var prisnedgangen på 15 prosent, medan han for andrekvartalskontrakten var på 7 prosent. Dei to kontraktane hadde ein snittpris for kvartalet på høvesvis 441 og 393 kr/MWh. Prisnedgangen har samanheng med uro rundt den økonomiske situasjonen i Euro-området, samt fallande prisar for CO₂ utsléppsrettar og fossile brensel. Dei tyske terminprisane låg jamt høgare enn dei nordiske igjennom heile kvartalet.

Prisnedgang for dei fleste kontrakttypene i sluttbrukarmarknaden

Slik som i engrosmarknaden var prisnivået i sluttbrukarmarknaden lågt i fjerde kvartal. Spotpriskontraktane i Sør-Noreg var dei einaste med snittprisoppgang frå tredje til fjerde kvartal. Denne prisoppgangen var på 1,1 til 1,3 øre/kWh, tilsvarande ein snittpris på 34,5 øre/kWh i Aust- og Sørvest-Noreg og 33,8 øre/kWh i Vest-Noreg. I Midt- og Nord-Noreg hadde derimot dei same kontrakttypene prisnedgang på 3,0 og 3,1 øre/kWh til høvesvis 35,2 og 27,8 øre/kWh.

Den gjennomsnittlege prisen for kvartalet på standardvariabel- og eitt- og treårige fastpriskontraktar var lågare enn i tredje kvartal. Standarvariabelkontrakten kosta gjennomsnittleg 34,7 øre/kWh, ned 7,8 øre/kWh frå kvartalet før. Prisnedgangen var noko mindre for dei eittårige fastpriskontraktane som hadde ein snittpris på 47,5 øre/kWh, ned 4,3 øre/kWh. Tilsvarande pris og nedgang for den treårige fastpriskontrakten var 48,5 og 3,4 øre/kWh.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Noreg

Svært høge tilsig i 2011

I fjerde kvartal 2011 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 31,6 TWh eller 9,4 TWh høgare enn normalt. Samanlikna med fjerde kvartal 2010 var dette ein auke på 14,3 TWh.

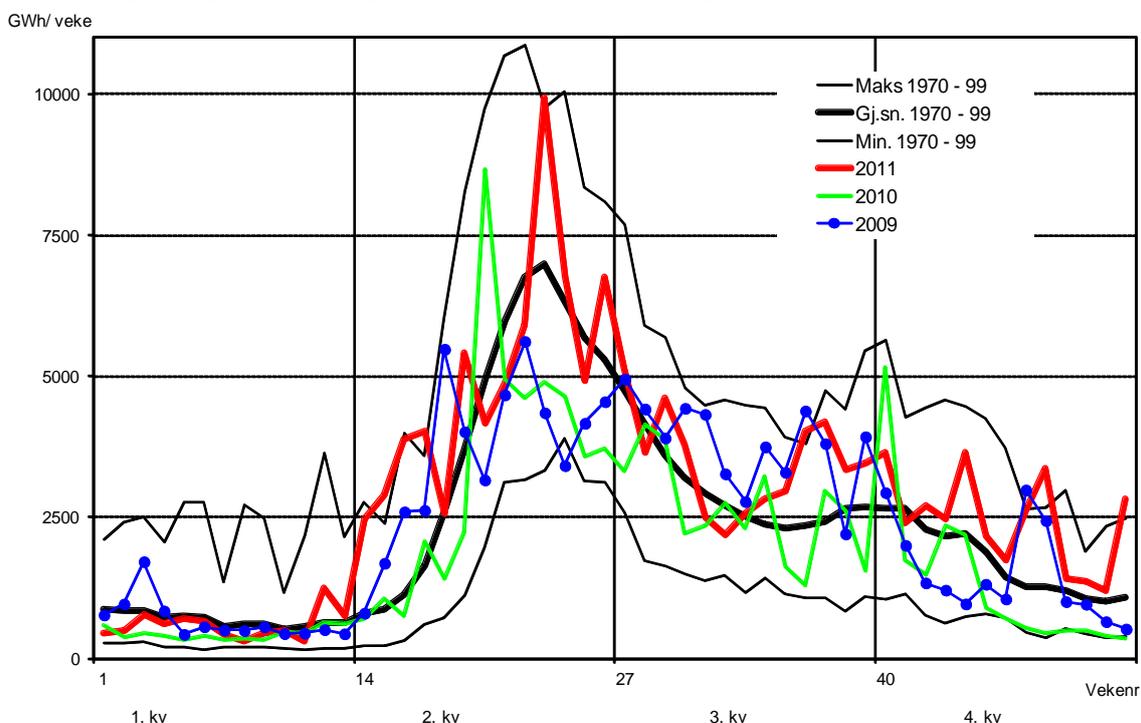
I 2011 har tilsiget vore 149,2 TWh. Det er 26,7 TWh meir enn normalt, og 48,6 TWh høgare enn i 2010. Tilsiget i 2011 er det høgaste sidan 1989 og 1990.

Ressurstilgang TWh	4.kv. 2011	Avvik frå normalt	Siste 12 månader	Avvik frå normalt
Tilsig Noreg	31,6	9,4	149,2	26,7
Nedbør Noreg	46,2	6,8	160,5	38,0
Tilsig Sverige	16,1	5,7	81,3	19,2
Snø Noreg		Utgangen av 2011 omlag som normalt		Utgangen av 2010 ca - 50 %

Dei to siste åra, 2010 og 2011, har det kome tilsig tilsvarande 250 TWh, eller 5 TWh meir enn normalt, i Noreg.

Fordelinga av tilsiget igjennom 2011 er vist i figur 1.1.1. Tilsiget var under normalt frå veke 1–11, men ein tidleg vår gav tilsig over normalt frå veke 12. Ein sommar og haust med mykje nedbør gav jamt over høge tilsig i både andre og tredje kvartal, trass i at det var lite snø i fjellet sist vinter. Veke 23 hadde årets høgaste tilsig med 9,8 TWh. Også gjennom fjerde kvartal har tilsiget stort sett vore over normalt. I veke 52 var tilsiget 2,8 TWh. Det er rekord for veka. Berekningane går tilbake til 1931.

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



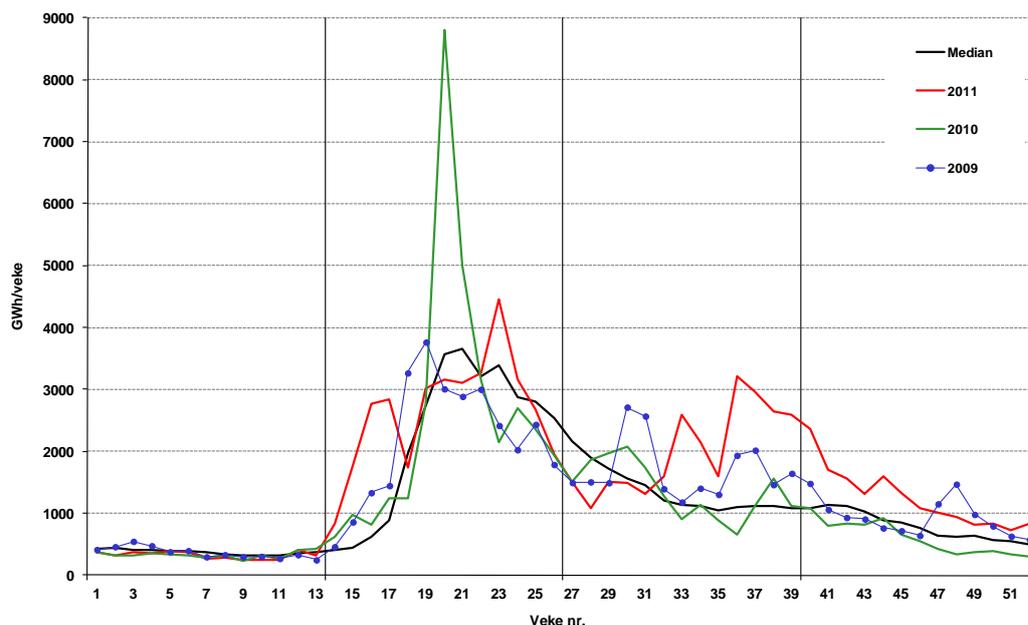
1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 16,1 TWh i fjerde kvartal 2011, eller 5,7 TWh meir enn normalt, og 8,3 TWh meir enn i same periode i 2010.

I 2011 har tilsiget vore 81,3 TWh. Det er vel 19 TWh meir enn normalt, og nesten 18 TWh meir enn i 2010.

Dei siste to åra (2010-2011) har tilsiget vore 145 TWh. Det er om lag 21 TWh meir enn normalt.

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



1.1.3 Temperatur

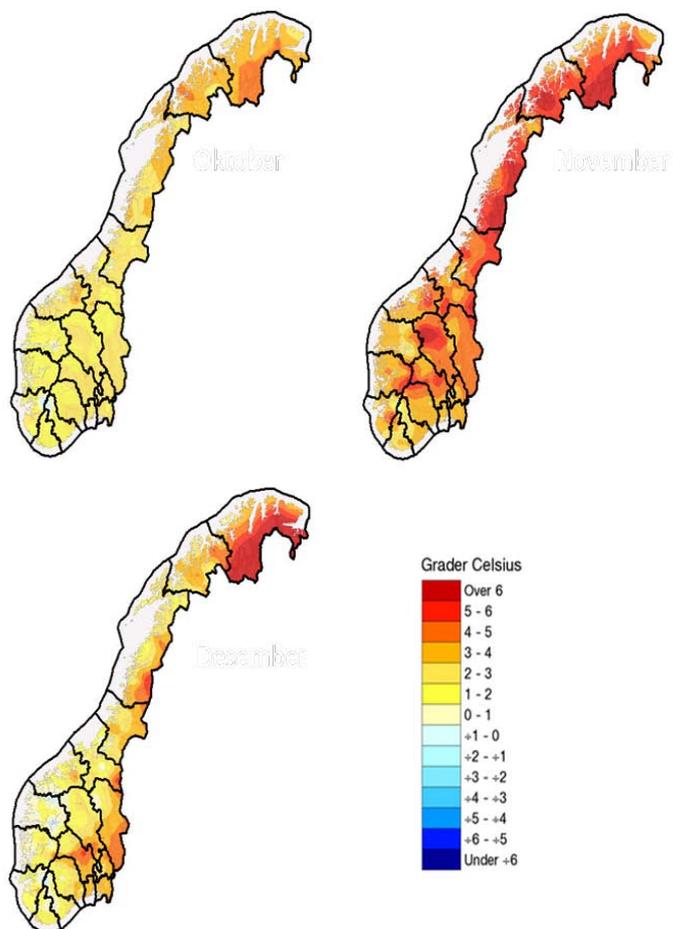
Gjennom heile fjerde kvartal har månadsmiddeltemperaturane vore over normalt i Noreg. I oktober var temperaturane i Noreg 1,8 grader over normalt. I november var det rekordhøge temperaturar med 4,6 grader over normalt. I til dømes Bardufoss i Troms var novembertemperaturen heile 7,3 grader over normalt, og i Ullensvang i Hordaland, der ein har temperaturmålingar tilbake til 1865, vart det målt høgare maksimumstemperatur i november enn nokon gong tidlegare. I desember var temperaturane 3,3 grader over normalt. I denne månaden var dei største temperaturavvika aust i Finnmark med 8 til 10 grader over normalt. Ved Vardø Radio, der ein har målingar tilbake til 1829, var desember 2011 den varmaste nokon gong.

Til samanlikning var novembertemperaturen for Noreg 3,9 grader under normalt i 2010. Saman med 1919 var dette den kaldaste november sidan 1900. Temperaturskilnaden var 8,5 grader mellom november 2010 og 2011. Desember 2010 var også kald, og temperaturskilnaden mellom desember 2010 og 2011 var omlag 8 grader.

I følgje statistikk frå met.no var temperaturane for Noreg omkring 1,8 grader over normalt i 2011. Saman med 1990 og 2006 er fjoråret såleis eit av dei varmaste åra sidan 1900.

Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C frå normalt (1971-2000) i oktober, november og desember 2011.

Kjelde: NVE og met.no.

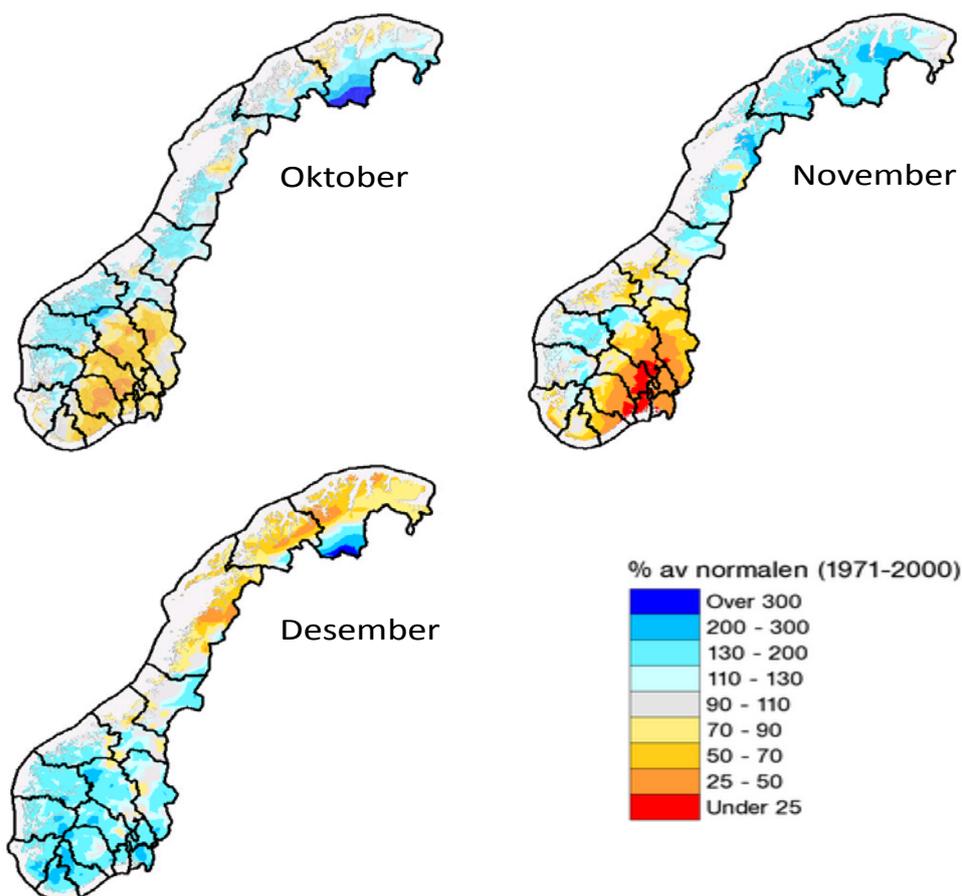


1.1.4 Nedbør

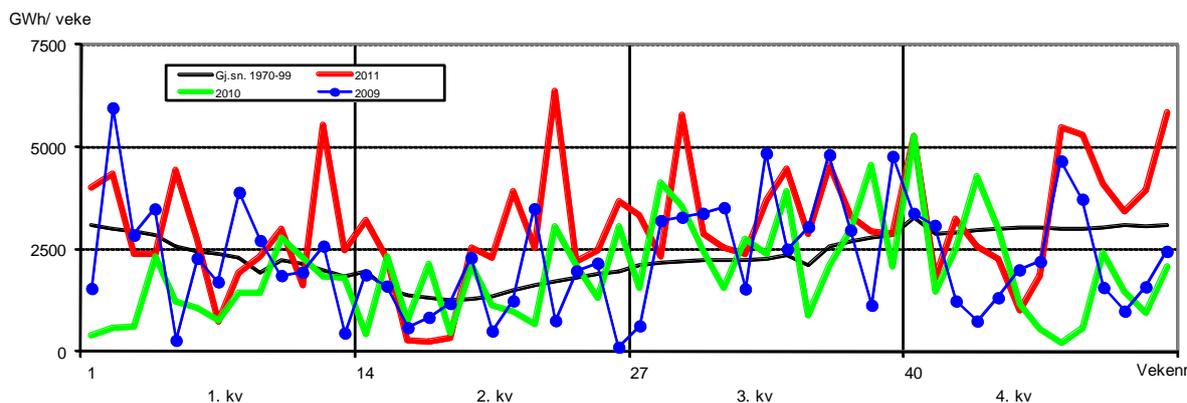
I Noreg kom det meir nedbør enn normalt i både oktober (115 prosent), november (105 prosent) og desember (130 prosent) 2011. Det var store regionale nedbørskilnader i heile kvartalet. Til dømes var oktober den tredje våtaste sidan 1900 på Finnmarksvidda, medan det i november var fleire stasjonar i Vestfold som sette ny rekord for låg månadsnedbør. I desember var det jamt over meir nedbør enn normalt i Sør-Noreg, og mindre enn normalt i Nord-Noreg. På Vestlandet, der det var meir nedbør enn normalt i alle tre månadene, vart det i desember satt ny nedbørrekord ved fleire stasjonar. Til dømes har det aldri kome meir nedbør i desember enn i 2011 på Søyland og Sviland i Rogaland. Her har ein meir enn 100 år med nedbørmålingar. Mest nedbør i desember fekk Eik-Hove, også i Rogaland, med drygt 620 mm.

I 2011 har det ifølgje met.no kome om lag 30 prosent meir enn normalt med nedbør for heile landet. 2011 er det våtaste året sidan 1900. Det nest våtaste året er 1983 med 25 prosent meir nedbør enn normalt.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) i oktober, november og desember 2011. Kjelde: NVE og met.no.



Figur 1.1.5 Nedbøreneergi i 2009, 2010 og 2011. GWh/uke. Kjelde: NVE.



I fjerde kvartal kom det vel 46 TWh nedbøreneergi eller nesten 7 TWh meir enn normalt. Totalt for 2011 har det kome litt over 160 TWh eller 38 TWh meir enn normalt og 60 TWh meir enn i 2010.

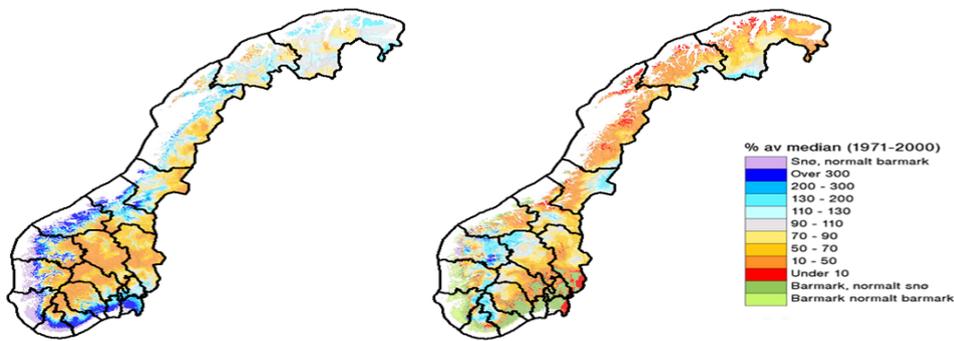
NVE har ikkje like lang statistikk for nedbøreneergi som for nyttbart tilsig eller rein nedbør. Foreløpige berekningar tyder på at det har kome meir nedbøreneergi i 2011 enn i noko anna år dei siste 50 åra. Tidlegare maksimalverdiar ligg omkring 150 TWh. Dette var i 1967, 1983 og 2000. Det vil i løpet av 2012 bli utarbeid oppdaterte og lengre tidsseriar (tilbake til 1958) for nedbøreneergi.

1.1.5 Snø

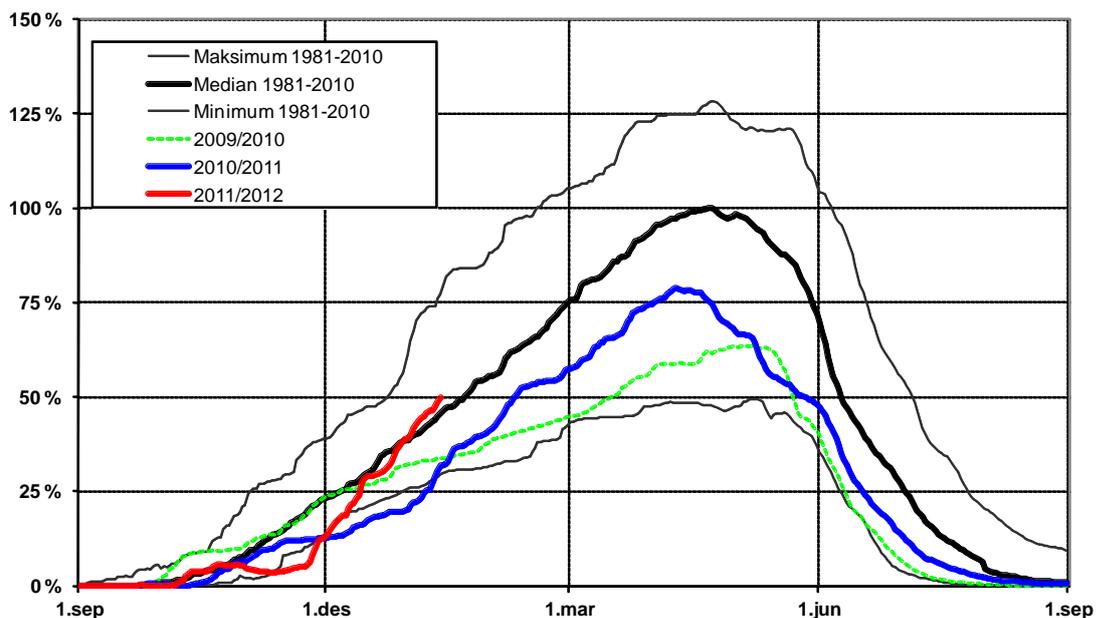
Snøsituasjonen ved utgangen av 2010 og 2011 er vist i figur 1.1.6. I store trekk var det meir snø i fjellet i Sør-Noreg, og mindre langs kysten og i Nord-Noreg, enn ved førre årsskifte.

Utviklinga av snømagasinet dei tre siste åra, målt som energi i prosent av median kulminasjon, er vist i figur 1.1.7. Ein mild haust førte til at snømagasinet i starten av inneverande vintersesong låg under normalt til midt i desember. Ein desember månad med mykje nedbør, kombinert med noko lågare temperaturar, førte til at det ved årsskiftet var noko meir snø enn normalt. Ved førre årsskifte var det omlag halvparten av normale snømengder, og for to år sidan var det omlag 20 prosent mindre snø enn normalt.

Figur 1.1.6 Snømengd ved årsskiftet 2010/2011 (venstre) og 2011/2012 (høgre) i prosent av median for perioden 1971 - 2000. Kjelde: NVE og met.no.



Figur 1.1.7 Utviklinga av snømagasinet 2009/10, 2010/11 og 2011/12 i prosent av median for perioden 1981 - 2010. Kjelde: NVE og met.no.

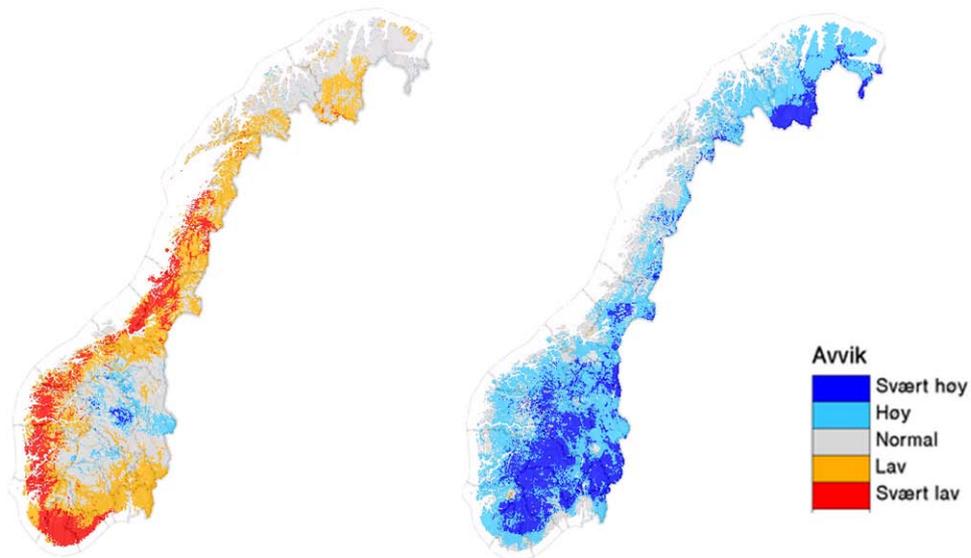


1.1.6 Grunn- og markvatn

Grunnvasstanden ved dei to siste årsskifta er vist i figur 1.1.8. Karta syner at grunnvasstanden for eitt år sida var normal eller lågare enn normal i det meste av landet. Ved utgangen av 2011 var det høgare grunnvasstand enn normalt i heile landet. Dette skuldast naturleg nok at det i 2011 har vore ein mild og fuktig haust, medan det i 2010 var ein kald og nedbørfattig haust. Grunnvasstanden harmonerer og godt med tilsiget til kraftmagasina, som i veke 52 i 2010 var 350 GWh, medan det i siste veke i 2011 var omlag 8 gongar høgare, drygt 2800 GWh.

Situasjonen er i grove trekk den same for markvatnet. For eitt år sidan var det normalt eller tørrare enn normalt i bakken, medan det ved dette årsskiftet er våtare enn normalt fleire stader.

Figur 1.1.8 Grunnvasstand ved årsskiftet 2010/11 (venstre) og 2011/12 (høgre) som avvik i høve til normalt for perioden 1981-2010. Kjelde: NVE.



1.2 Magasinutviklinga

1.2.1 Frå rekordlåg til rekordhøg norsk magasinfylling i 2011

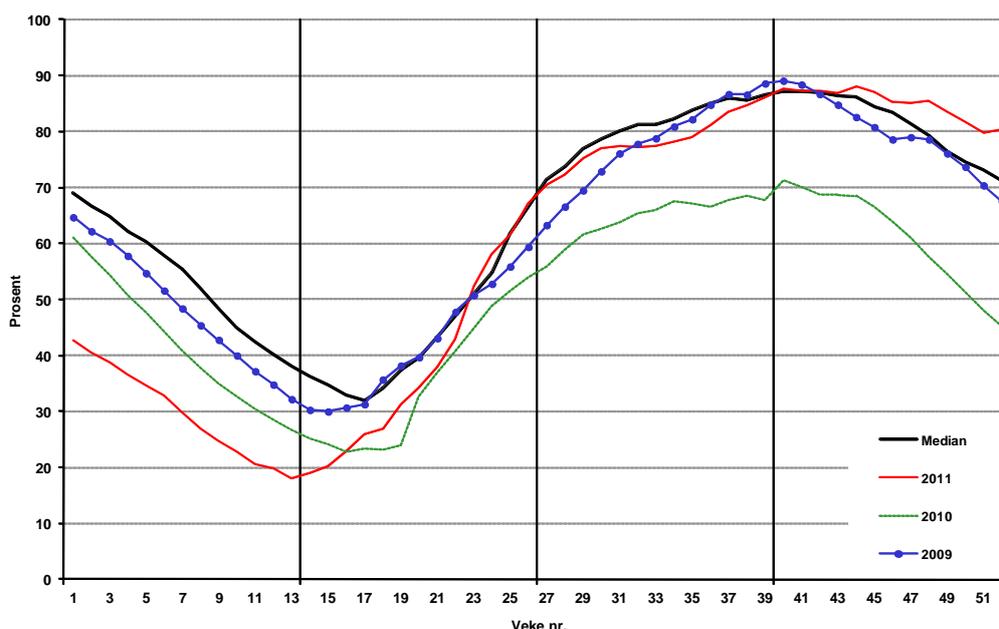
Året 2011 starta med den lågaste fyllingsgraden registrert ved eit årsskifte sidan målingane starta i 1982, heile 25,9 prosenteningar under det normale¹ for årstida og 22,3 prosenteningar under nivået til same tid året før.

Ein forholdsvis kald vinter med låg vasskraftproduksjon og høg import førte til mindre tapping av magasinane enn normalt fram mot våren. Lågast fyllingsgrad var det i starten av april (veke 13) med 18,1 prosent, eller 19,9 prosenteningar under medianverdien for veka.

Magasin- fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 4. kvartal (prosent)			Magasin- kapasitet TWh
	2011	2010	Median	
Noreg	80,3	45,3	71,2	84,3
Sverige	77,1	44,4	66,2	33,8
Finland	62,6	43,0	64,6	5,5

Ein tidleg vår med sterk snøsmelting, og mykje nedbør i mai og juni, førte til større auke i magasinfyllinga enn normalt fram mot sommaren. Utover sommaren og hausten haldt nedbøren fram og i slutten av september var det nær normal magasinfylling, trass i lite snø i fjellet sist vinter. Fyllingsgraden nådde sitt høgaste nivå med 88,0 prosent i starten av november (veke 44), eller 1,8 prosenteningar over medianen for veka. Mildt og nedbørrikt vêr i fjerde kvartal førte til rekordhøg magasinfylling på slutten av året. Ved utgangen av 2011 var fyllingsgraden 80,3 prosent. Det er den høgaste fyllingsgraden registrert i veke 52 i referanseperioden (1982-2011), og 9,1 prosenteningar over normalen. Fyllinga ved utgangen av 2011 var 35,0 prosenteningar høgare enn til same tid i 2010. Det svarer til ei energimengde på 29,5 TWh.

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

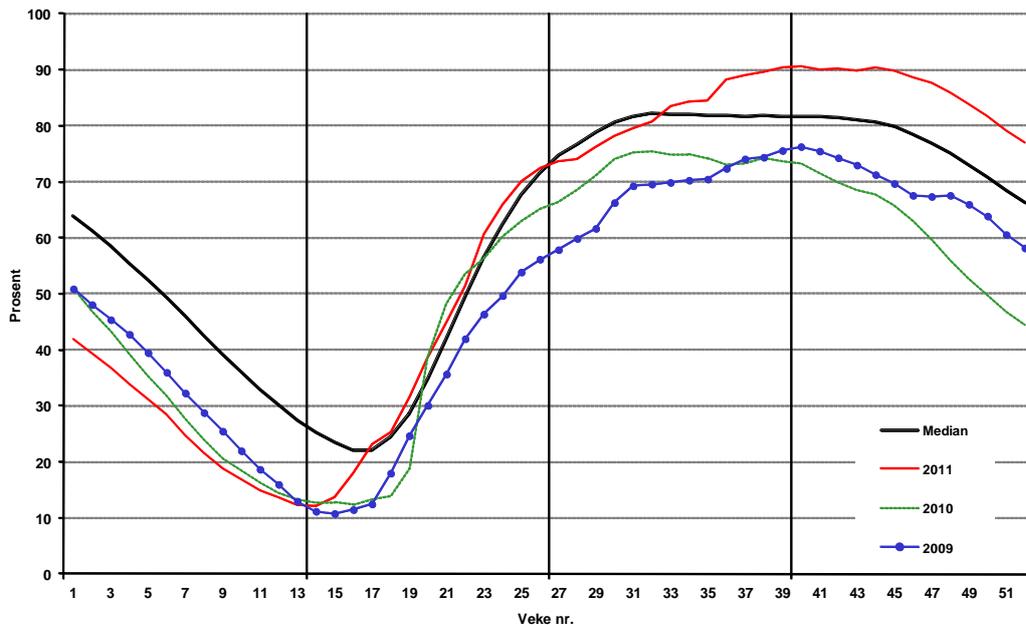


¹ Median for perioden 1990-2011

1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved utgangen av 2010 var fyllingsgraden for svenske vassmagasin 44,4 prosent. Det er 21,8 prosentteiningar under medianverdien¹. Lågaste fyllingsgrad var det i byrjinga av april (veke 14) med 12,1 prosent, medan fyllingsgraden nådde sitt høgaste nivå med 90,7 prosent i starten av oktober (veke 40). Ved utgangen av 2011 var magasininfyllinga 77,1 prosent, eller 10,9 prosentteiningar over normalt. Fyllinga ved utgangen av 2011 var 32,7 prosentteiningar høgare enn til same tid i 2010. Det svarer til ei energimengde på 11,0 TWh.

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



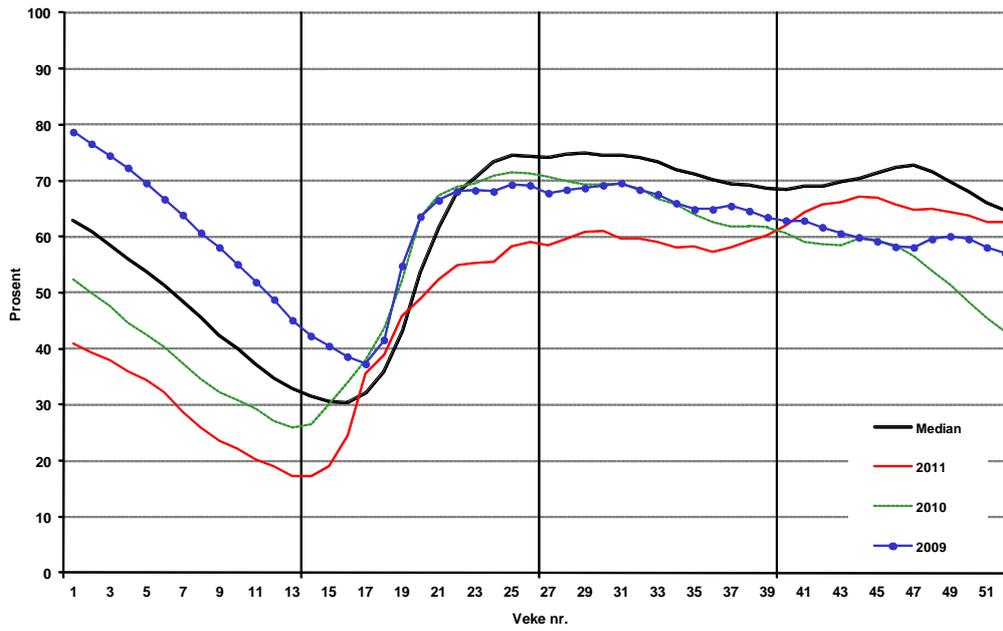
Ved utgangen av 2010 var fyllingsgraden for finske magasin 43,0 prosent. Det er 21,6 prosentteiningar under medianverdien til same tid for perioden 1978-2001. I byrjinga av april (veke 14) var fyllingsgraden på det lågaste, 17,2 prosent. Fyllingsgraden nådde sitt høgaste nivå, 67,1 prosent, i starten av november (veke 44). Ved utgangen av 2011 var magasininfyllinga 62,6 prosent, eller 2,0 prosentteiningar under medianverdien. Fyllinga ved utgangen av 2011 var 19,6 prosentteiningar høgare enn til same tid i 2010. Det svarer til ei energimengde på 1,1 TWh.

I sum var det dermed lagra 12,1 TWh meir energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av 2010.

Den lagra vassmengda i Norden ved utgangen av 2011 var samla sett 97,2 TWh, eller 41,6 TWh meir enn til same tid i 2010, og 11,3 TWh meir enn normalt. Total magasin kapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

¹ Middelerverdier for perioden 1950-2008

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



1.3 Produksjon

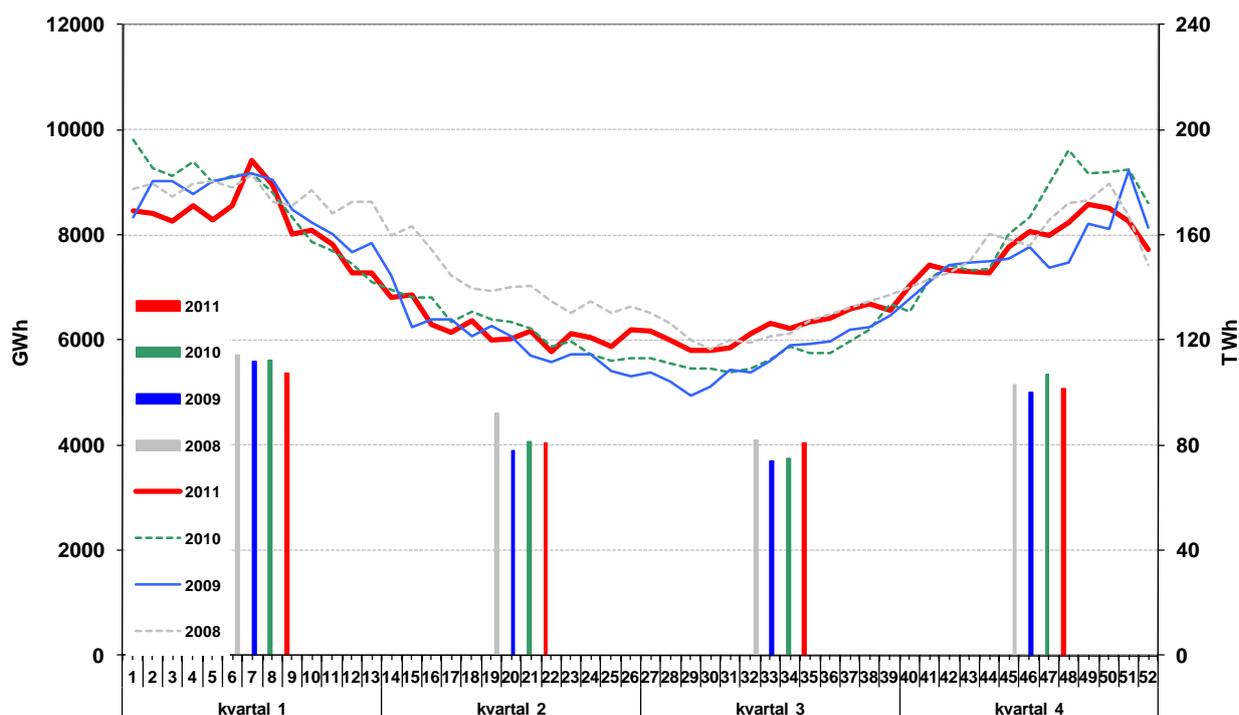
I fjerde kvartal vart det produsert 102,5 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 5,4 TWh mindre enn i fjerde kvartal 2010.

Jamt over mildare v r gav lågare krafttettsp rsel i 2011 enn året før. Dette, i saman med betringa av den hydrologiske balansen

utover året, medverka til lågare kraftprisar. Dessutan sørgja mykje tilsig for høg uregulerbar vasskraftproduksjon fr  starten av november og ut året. Alt i alt vart dermed l nnsemda for termisk kraftproduksjon svekka, og den nordiske kraftproduksjonen redusert.

Den samla kraftproduksjonen i Norden var 373,7 TWh i 2011. Det er 5,3 TWh mindre enn i 2010. Produksjonen i fjerde kvartal var omlag uendra i Noreg og Sverige samanlikna med same kvartal 2010, medan produksjonen i Finland og Danmark var redusert med høvesvis 18,6 og 20,6 prosent.

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



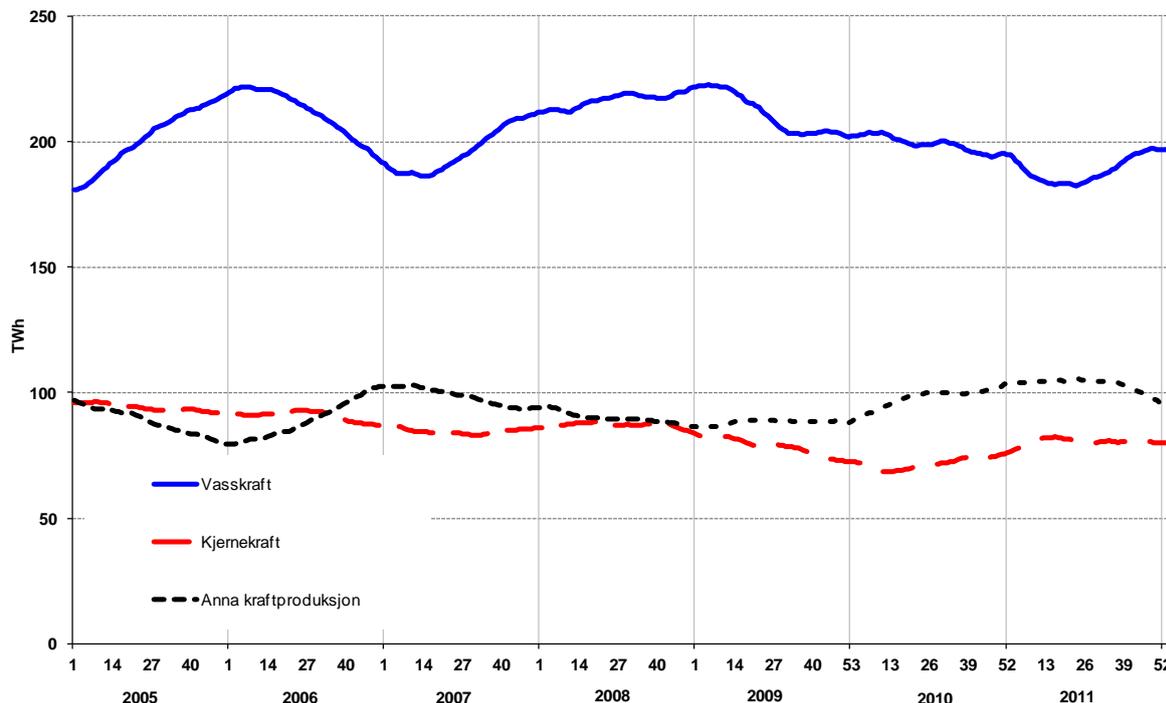
Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for dei siste 52 vekene fordelt på teknologiart. I 2011 vart det produsert 198,8 GWh vasskraft i Norden, noko som tilsvarer ein auke på 4,4 TWh fr  2010. I fjerde kvartal 2011 var vasskraftproduksjonen 3,3 TWh høgare enn i same kvartal i 2010. Etter   ha falle sidan starten av 2009, snur vasskraftkurva og svingar opp i slutten av andre kvartal 2011. Trenden fortsett med full tyngde i tredje kvartal, f r kurva flatar ut mot slutten av fjerde kvartal.

Den nordiske kjernekraftproduksjonen var 79,8 TWh i 2011. Det er 2,5 TWh meir enn i 2010. I fjerde kvartal var kjernekraftproduksjonen 0,5 TWh lågare enn i same kvartal i fjor.

Anna kraftproduksjon, bestående av vind- og termisk kraftproduksjon, utgjorde 95,2 TWh i 2011. Det tilsvarer ein nedgang på 10,6 TWh frå 2010. Dei høge kraftprisane mot slutten av 2010 og i første halvår 2011 medverka til god lønsemd for termisk kraftproduksjon. I fjerde kvartal 2011 fall produksjonen i denne kategorien med 8,2 TWh samanlikna med tilsvarande kvartal i 2010. Det har samanheng med høg tvungen vasskraftproduksjon og lågare kraftetterspørsel, som resulterte i lågare kraftprisar og dermed dårlegare lønsemd for termisk kraftproduksjon. I løpet av fjerde kvartal 2011 fall derfor kurva til det same nivået som første kvartal 2010, etter å ha meir eller mindre stige sidan starten av 2009.

Vasskraftproduksjonen utgjorde 53 prosent av den samla kraftproduksjonen i Norden dei siste 52 vekene, medan kjernekraft- og anna kraftproduksjon stod for høvesvis 22 og 25 prosent.

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

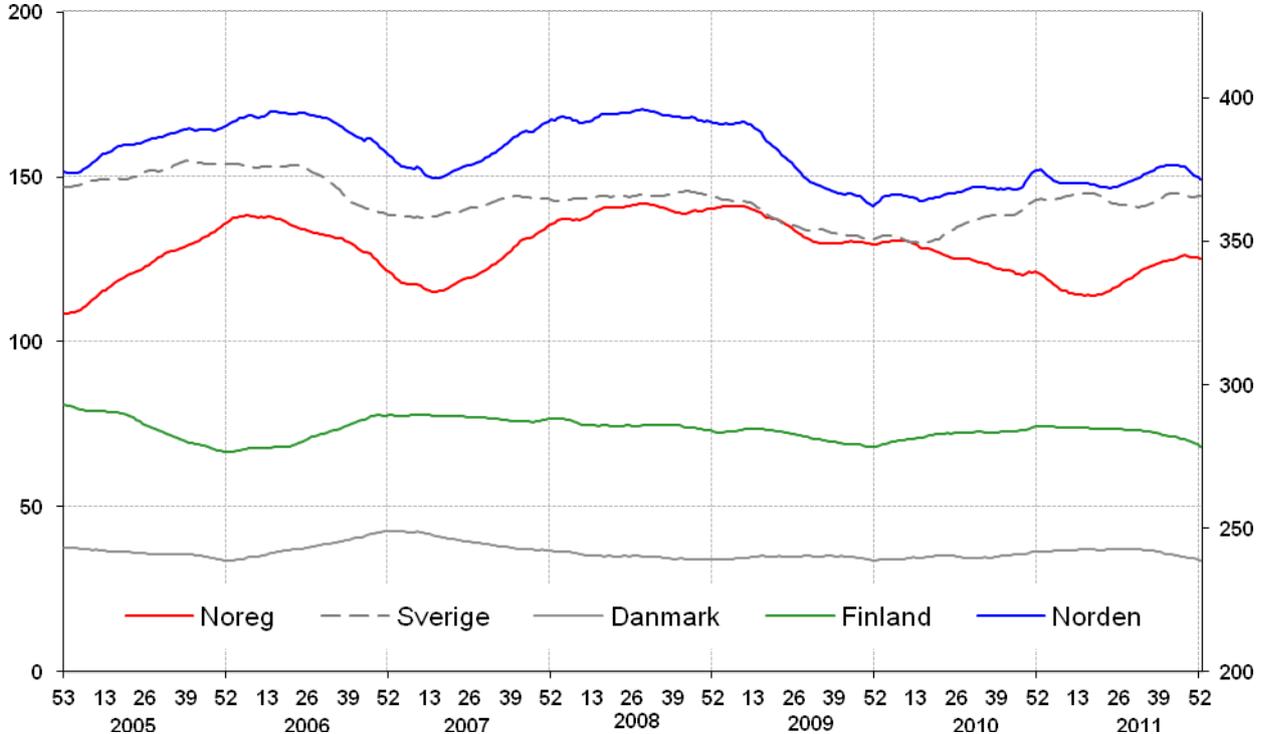


Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for dei siste 52 vekene fordelt på land. Produksjonen i Noreg er dominert av vasskraft, og svingingane i den norske kraftproduksjonen følgjer såleis i stor grad svingingane i vasskraftproduksjonen i figur 1.3.2. Produksjonen i Noreg hadde ein negativ trend i 2009 og 2010, men eit lite oppsving mot slutten av 2010. Den kalde perioden i november og desember 2010 medverka til at vasskraftprodusentane tappa magasina meir enn i same periode året før. I første kvartal 2011 medverka den låge magasinifyllinga til at vasskraftproduksjonen var monaleg lågare enn i første kvartal 2010. Tidleg snøsmelting våren 2011 og mykje nedbør sommar og haust medverka til høgare vasskraftproduksjon, og kurva for Noreg snur bratt opp. Kurva stig heilt til ho flatar ut i fjerde kvartal.

I Sverige utgjer vass- og kjernekraft mesteparten av kraftproduksjonen. Høgare svensk kjernekraftproduksjon i store deler av 2010 medverka til at den stipla svenske kurva i figur 1.3.3 stig utover dette året. Mindre vasskraftproduksjon trakk i motsett retning i starten av 2011. Lågare kjernekraftproduksjon i andre kvartal 2011 enn i same kvartal året før medverka til at den svenske kurva tippa nedover igjen i løpet av kvartalet. Høg vasskraftproduksjon trakk kurva opp att i løpet av tredje kvartal 2011, før ho flata ut på eit litt lågare nivå mot slutten av fjerde kvartal.

I Danmark og Finland, der termisk kraftproduksjon er dominerande, er produksjonen meir stabil over tid. Kraftprisane vil rettnok typisk auke i periodar med låg vass- og kjernekraftproduksjon. I slike tilfelle aukar gjerne anna termisk kraftproduksjon. I figur 1.3.3 ser ein at kraftproduksjonen fall noko i Danmark og Finland i 2008 og starten av 2009, då det var høg produksjon i Noreg og Sverige. Låg etterspørsel medverka til at produksjonen i alle landa fall i 2009. I kalde og tørre 2010 auka den termiske produksjonen igjen, noko som ein ser på den finske kurva som stig jamt gjennom heile 2010. For 2011 er derimot situasjonen ein annan, med ei fallande finsk kurve for heile året. Den danske kurva viser ein liten auke i dansk kraftproduksjon i begynninga av 2011, og produksjonen held seg deretter stabil fram til kurva fell i fjerde kvartal. Årsaka til at den finske kurva fell allereie frå starten av 2011, er lågare vasskraftproduksjon. Hovudårsaka til at produksjonen i både Danmark og Finland fell i fjerde kvartal 2011, var lågare termisk kraftproduksjon. Temperaturane var over normalen, og monaleg høgare enn for same kvartal 2010. Dette resulterte i låg etterspørsel og låge prisar, og dermed dårlegare lønnsemd i dei termiske kraftverka.

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

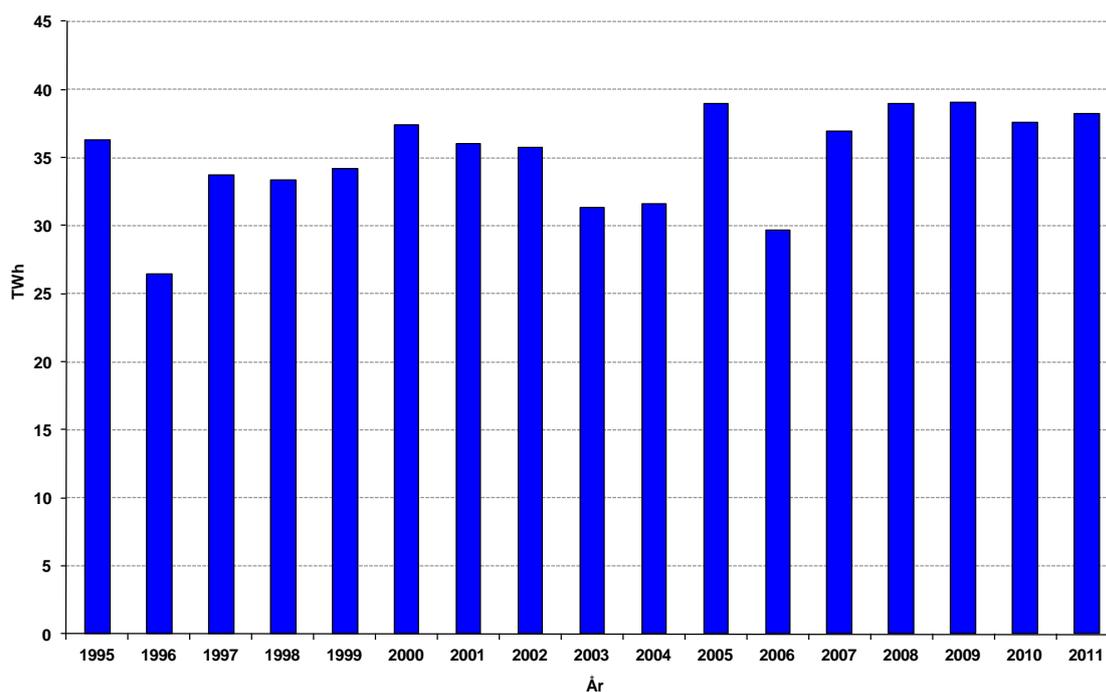


1.3.1 Noreg – auke i produksjonen

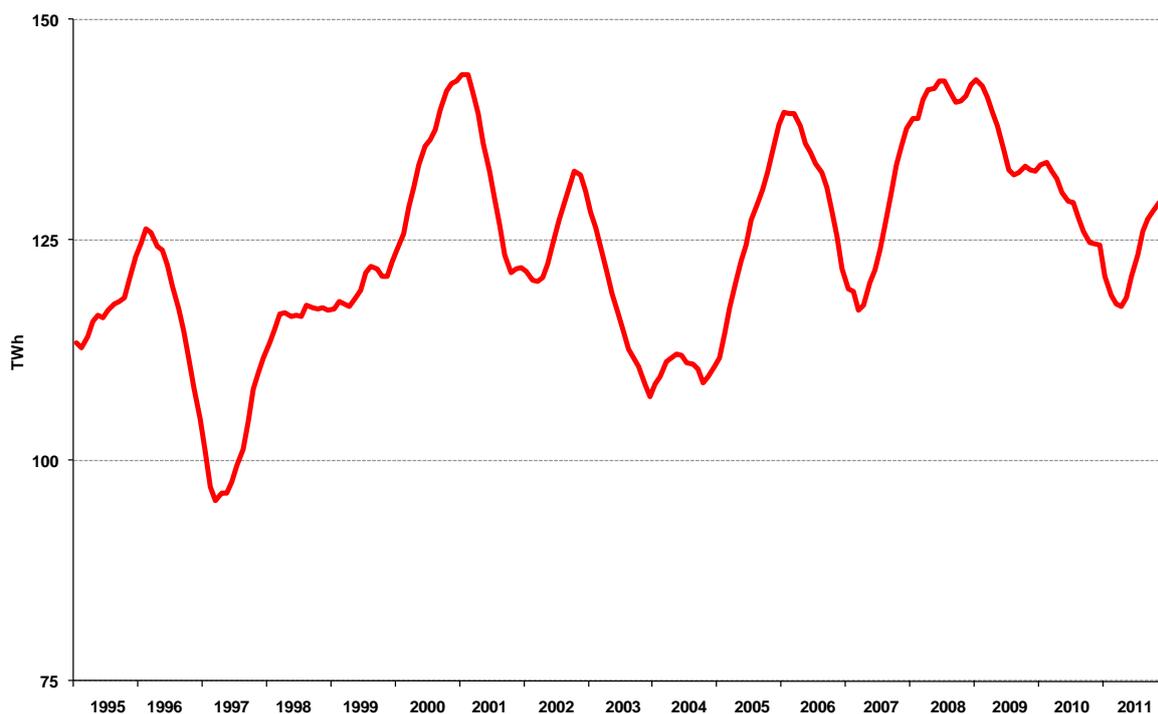
Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 38,3 TWh i fjerde kvartal 2011. Det er ein auke på 1,8 prosent frå same periode året før. Produksjonen er den fjerde høgaste som er registrert i fjerde kvartal. Auken i produksjonen heng saman med høgt tilsig og høg magasinffylling.

I 2011 var den totale produksjonen 128,1 TWh – mot 124,4 TWh i 2010. Det er ein auke på 3,0 prosent. Det var først og fremst høgt tilsig og høg magasinffylling som førte til høgare kraftproduksjon enn året før. Av produksjonen i 2011 var 122,1 TWh vasskraft, 4,8 TWh varmekraft og 1,3 TWh vindkraft. Produksjonen i 2011 er den sjuande høgaste nokon gong og ca 5 TWh under gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft, berekna til om lag 133 TWh ved utgangen av 2011).

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



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



Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrvårsperiodane i 1996 og 2002 resulterte i låg produksjon, mens våtåra 2000 og 2005 gav høg produksjon. Tilsigssvikten hausten 2002 var så kraftig at den fekk følgjer for produksjonen heilt fram til utgangen av 2004. På same måte førte lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommaren og hausten 2006 til låg produksjon, og høgt tilsig i 2008 til høg produksjon. Lågt tilsig i 2010, som følgje av svært lite snø vinteren 2009/2010, førte igjen til låg produksjon, medan høgt tilsig i 2011 førte til høgare produksjon.

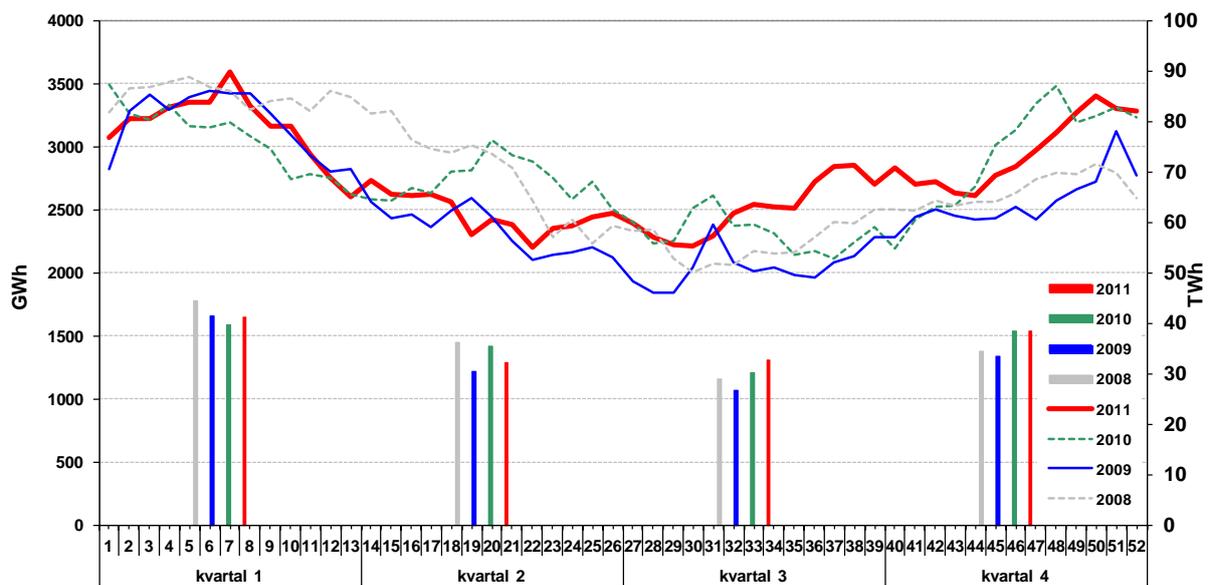
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

I 2011 vart det produsert 144,1 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 0,5 TWh meir enn i 2010.¹ Kjernekraftproduksjonen auka med 2,2 TWh, medan vasskraftproduksjonen fall med 0,2 TWh. Anna kraftproduksjon vart redusert med 1,4 TWh.

Medan kjernekraftproduksjonen utgjorde 40 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i 2011, stod vass- og anna kraftproduksjon for høvesvis 45 og 15 prosent.

I fjerde kvartal vart det produsert 38,4 TWh i Sverige. Det er 0,1 TWh meir enn i same kvartal 2010. Vasskraftproduksjonen var 1,8 TWh høgare enn for fjerde kvartal 2010, medan kjernekraft- og anna kraftproduksjon var redusert med høvesvis 0,6 og 1,1 TWh.

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



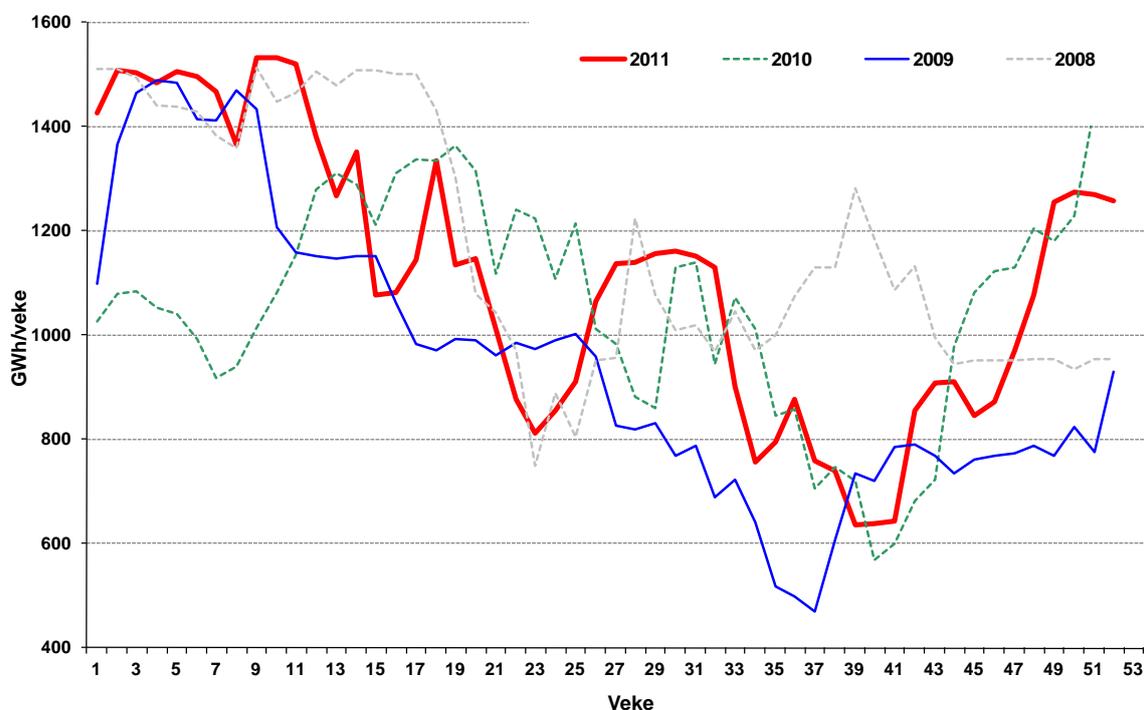
Figur 1.3.7 viser produksjonen frå svenske kjernekraftverk kvar veke dei siste fire åra. Kapasiteten er normalt sett høg ved inngangen til sommarmånadene. Kapasiteten går så noko ned om sommaren på grunn av vedlikehaldsarbeid, for så å auke igjen utover hausten når kraftverka kjem tilbake i drift. Figuren viser at produksjonen var låg etter sommaren 2009 og fram til våren 2010. Dette skuldast forsinka oppstart etter revisjon, samt tekniske problem som førte til at anlegg vart tekne ut av drift. For å bruke opp brenselsladningane kom derfor det årlege vedlikehaldet av kjernekraftverka i gang noko seinare enn vanleg i 2010. Dette førte til at produksjonen sommaren og starten av hausten 2010 var høgare enn normalt for årstida. Ved slutten av kvartalet kom vedlikehaldsarbeidet i gang, og produksjonen var nede på 2009-nivå. Utover fjerde kvartal 2010 kom kjernekraftverka sakte, men sikkert i drift igjen etter den forsinka revisjonen. Dette ser vi tydeleg på figur 1.3.7, men òg figur 1.3.6 er påverka av sterk auke i kjernekraftproduksjonen gjennom kvartalet.

I første kvartal 2011 var kjernekraftproduksjonen i Sverige monaleg høgare enn i same periode i 2010. Den var òg høgare enn første kvartal i 2009, og på same nivå som i 2008. I slutten av andre kvartal og i tredje kvartal 2011 starta vedlikehaldsarbeidet ved svenske kjernekraftverk opp meir som normalt og monaleg tidlegare enn året før.

¹ Etter offentliggjøring av NVE sin kvartalsrapport for fjerde kvartal 2010 har Nord Pool justert opp tala for kraftproduksjonen i Sverige i fjerde kvartal 2010 med 1,1 TWh, til 38,3 TWh.

Mot slutten av tredje kvartal var tilgjenge i den svenske kjernekraftkapasiteten lågare enn på fleire år, grunna problem med fleire av Oskarshamn- og Ringhals-verka. Utover fjerde kvartal 2011 kom fleire av desse tilbake i full drift. Perioden starta med ein utnyttingsgrad nede på 41 prosent av installert kapasitet, medan han vart avslutta med ei utnytting på 82 prosent.

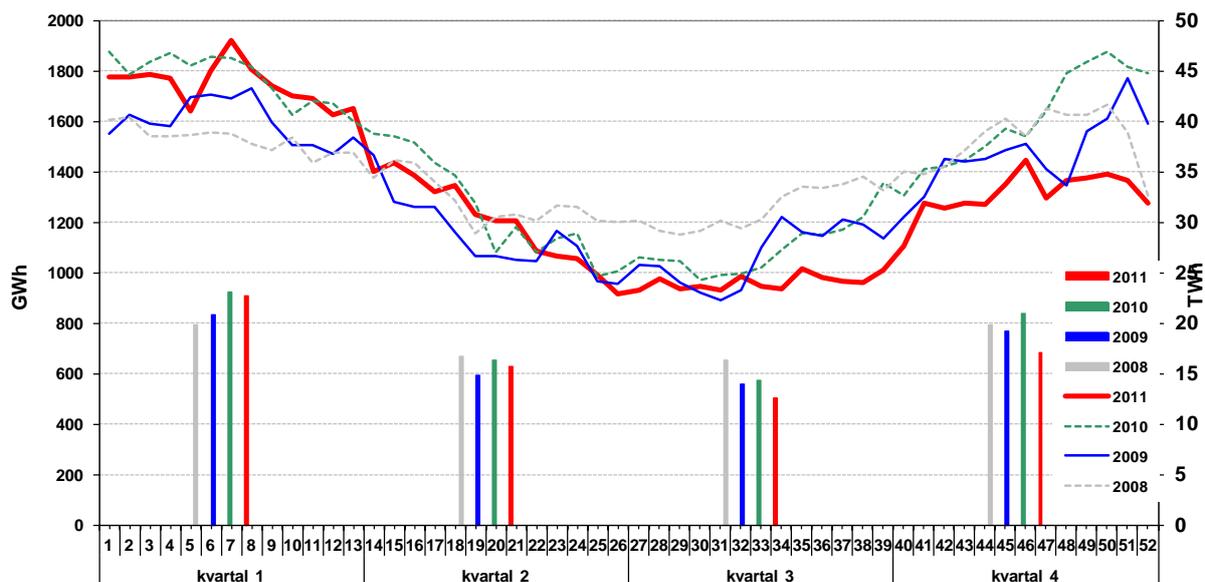
Figur 1.3.7 Svensk kjernekraftproduksjon 2008-2011, GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi



I 2011 vart det produsert 67,9 TWh elektrisk kraft i Finland, ein nedgang på 6,7 TWh frå 2010. Vasskraftproduksjonen falt med 0,7 TWh, medan det var ein auke i kjernekraftproduksjonen på 0,4 TWh. Kategorien anna kraftproduksjon består hovudsakleg av termisk kraftproduksjon, og hadde ein nedgang på 6,4 TWh i 2011. Vasskraft utgjorde om lag 17 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland i 2011. Kjernekraftproduksjon og anna kraftproduksjon stod for høvesvis 33 og 51 prosent.

I fjerde kvartal var den samla finske kraftproduksjonen på 17 TWh. Det er 3,9 TWh mindre enn i tilsvarande kvartal i 2010. Vasskraft- og kjernekraftproduksjonen auka med 0,7 og 0,1 TWh samanlikna med fjerde kvartal i 2010. Anna kraftproduksjon fall med 4,8 TWh.

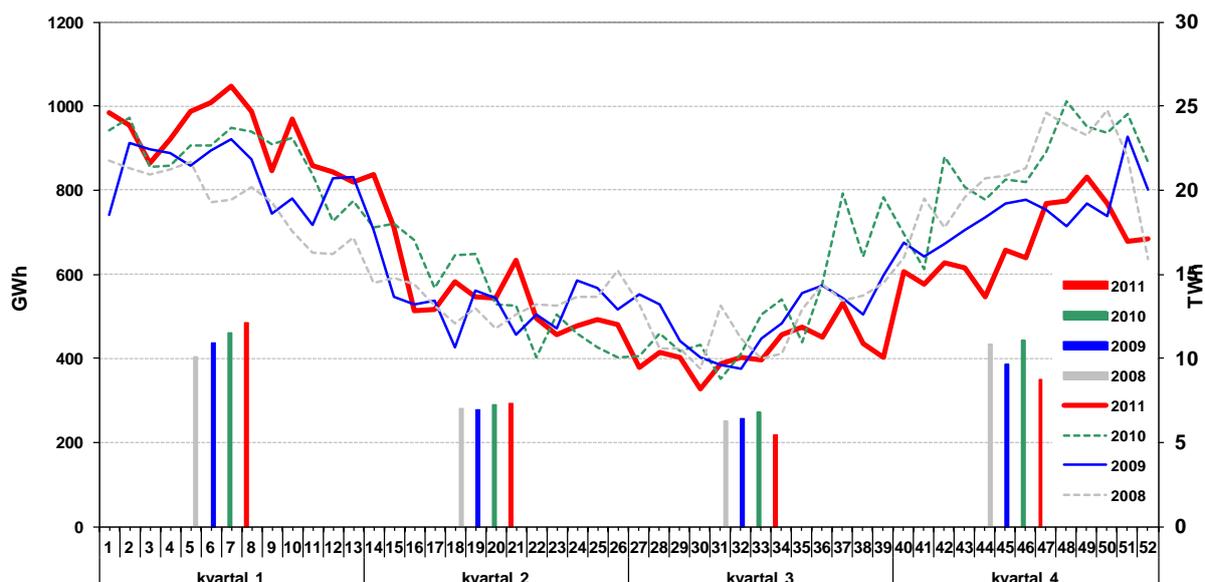
Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2008 – 2011, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



I 2011 vart det produsert 33,6 TWh elektrisk kraft i Danmark, noko som tilsvarer ein nedgang på 2,9 TWh frå året før. Det vart produsert 9,7 TWh vindkraft, mot 7,8 TWh i 2010. Auka vindkraftproduksjon har medverka til å dempe etterspørselen etter dansk termisk kraftproduksjon.

I Danmark vart det produsert 8,8 TWh elektrisk kraft i fjerde kvartal 2011. Det er 2,3 TWh mindre enn i fjerde kvartal i 2010. Den termiske kraftproduksjonen fall, medan den danske vindkraftproduksjonen enda på 3 TWh, om lag 0,6 TWh høgare enn i fjerde kvartal 2010.

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



1.4 Forbruk

Det samla nordiske kraftforbruket var 100,0 TWh i fjerde kvartal 2011. Det er 12,1 TWh mindre enn i same kvartal året før.

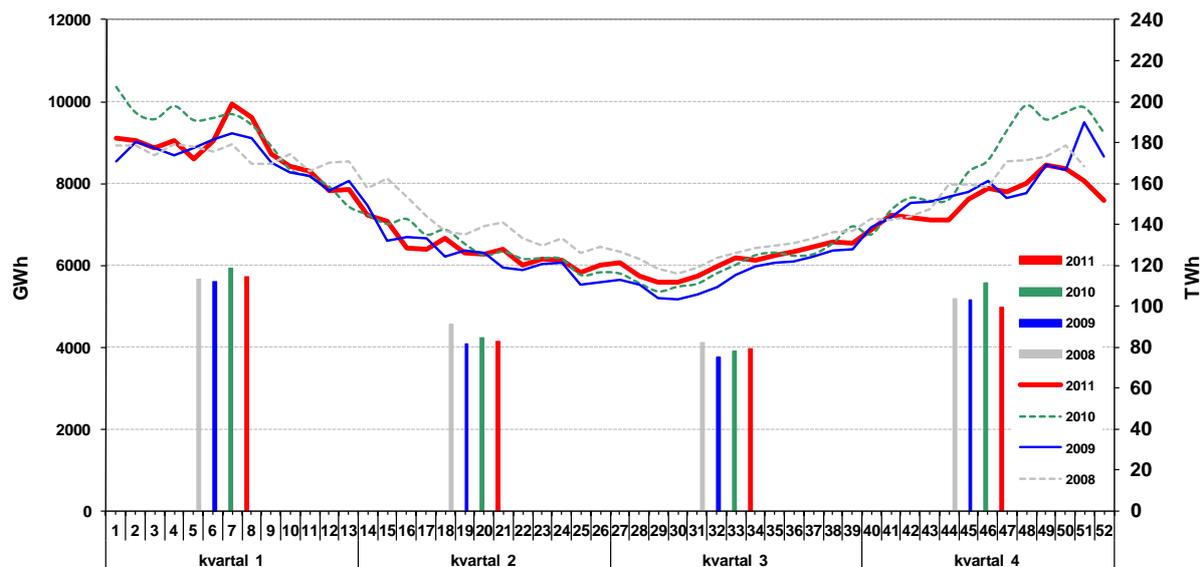
Med unntak av dei første par vekene, var temperaturane høgare enn normalt i alle dei nordiske landa i fjerde kvartal 2011. I same periode i 2010 var situasjonen heilt motsatt, med

temperaturar lågare enn normalt. Det resulterte i at det samla forbruket i Norden gjekk ned med 10,8 prosent samanlikna med fjerde kvartal 2010.

TWh	4.kv. 2011	Endring frå 4.kv. 2010	2011	2010
Noreg	34,1	-11,1 %	125,1	-5,2 %
Sverige	36,2	-11,3 %	137,0	-4,7 %
Finland	20,7	-11,0 %	81,6	-3,8 %
Danmark	9,0	-7,4 %	34,9	-1,3 %
Norden	100,0	-10,8 %	378,5	-4,4 %

Det kalde veret i fjerde kvartal 2010 heldt fram inn i 2011, med temperaturar noko lågare enn normalt i alle dei nordiske landa i første kvartal 2011. Samanlikna med 2010 var temperaturane i 2011 noko høgare i vårhalvåret, og monaleg høgare i hausthalvåret. Dette medverka til lågare kraftforbruk. Det samla nordiske forbruket var 378,5 TWh i 2011, tilsvarande ein nedgang på 17,4 TWh frå 2010.

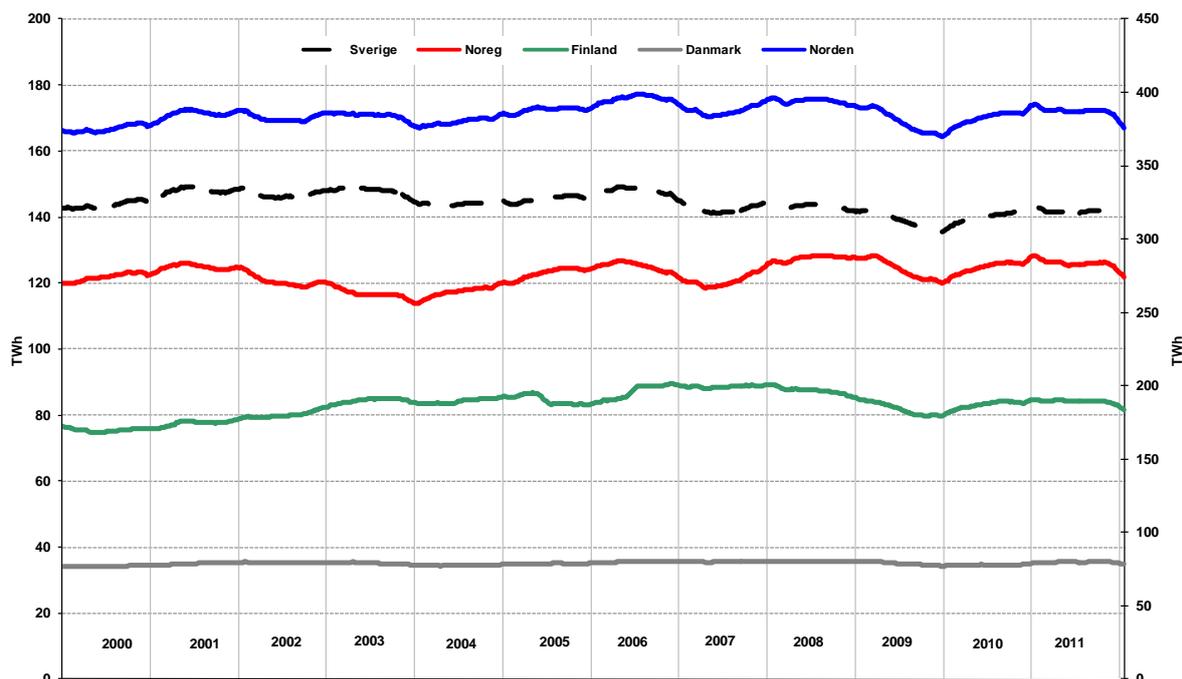
Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



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 2011 fell kurva igjen, særleg mot slutten av fjerde kvartal. Det har samanheng med mildare vêr enn i 2010, særleg mot slutten av året. I tillegg kan lågare aktivitet i europeisk økonomi ha medverka til redusert kraftforbruk.

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

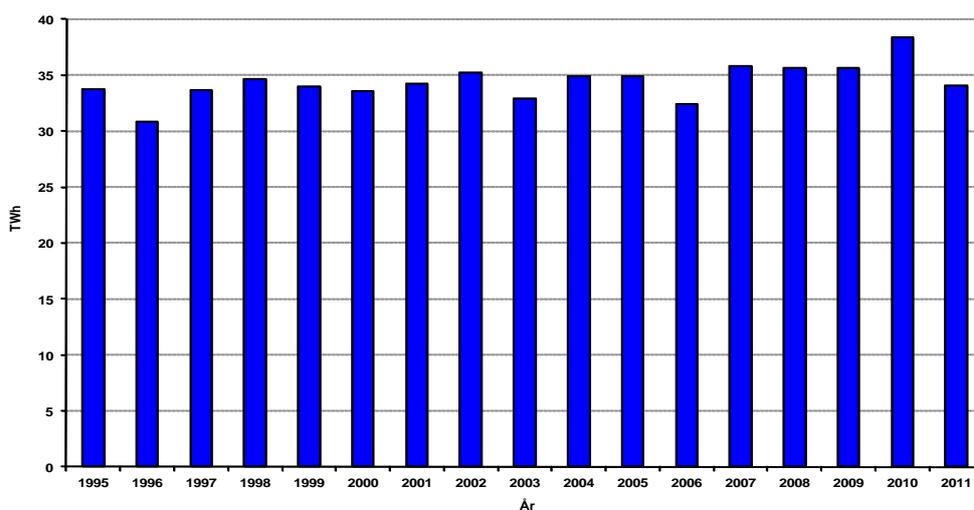
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2011, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.4.1 Noreg stor nedgang i kraftforbruket

Det norske elektrisitetsforbruket i fjerde kvartal var 34,1 TWh mot 38,4 TWh i same kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 11,1 prosent. Nedgangen heng mellom anna saman med at siste kvartal var mykje varmare enn same kvartal i 2010. Forbruket er det åttande lågaste for fjerde kvartal sidan 1995. Vi må tilbake til 2006 for å finne lågare forbruk.

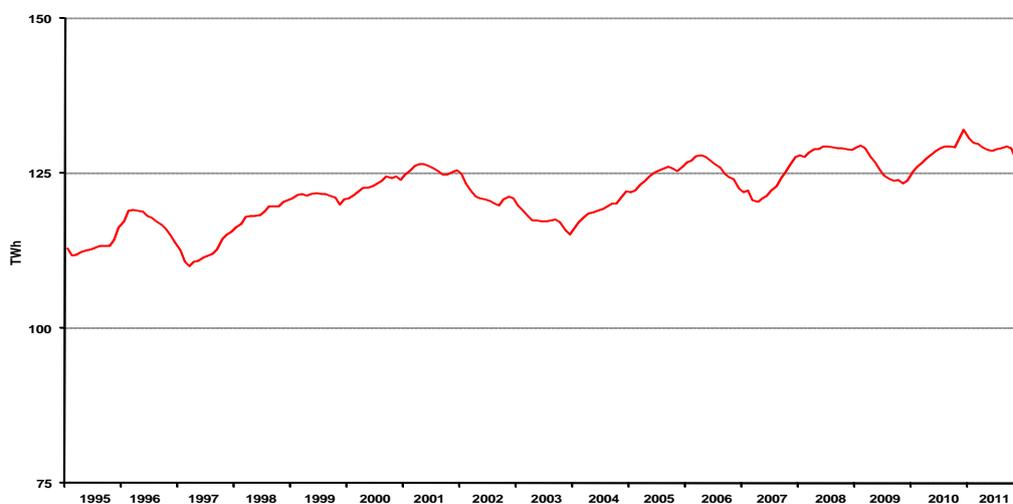
Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i fjerde kvartal for perioden 1995-2011, TWh. Kjelde: NVE



I 2011 var det norske elektrisitetsforbruket 125,1 TWh. Det er ein nedgang på 6,9 TWh eller 5,2 prosent samanlikna med 2010. Forbruket i 2011 er det sjetteste høgaste nokon gong og ca 8 TWh under

gjennomsnittleg årsproduksjon. Nedgangen i forbruket heng mellom anna saman med at 2011 var mykje varmare enn året før.

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

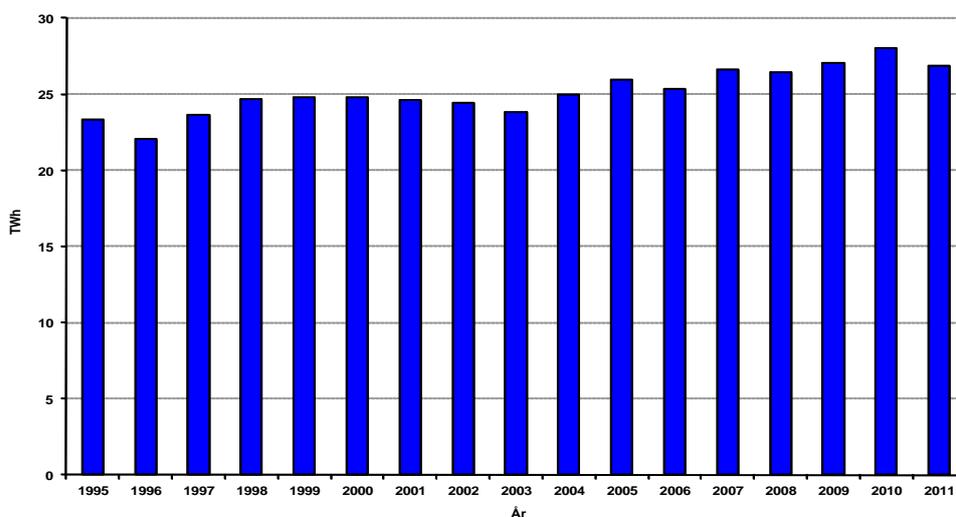


Frå april 2006 falt forbruket i 12 månader. Frå mai 2007 hadde vi ein samanhengjande vekstperiode som flata ut sommaren 2008. Deretter falt forbruket fram til desember 2009. Hovudårsaka til utflatinga og nedgangen i forbruket er sterkt redusert aktivitet i verdsøkonomien. I 2010 ser vi igjen vekst i forbruket, noko som heng saman med det kalde vêret og auka aktivitet i kraftintensiv industri. I 2011 er det igjen ein nedgang i forbruket.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 25,0 TWh i fjerde kvartal 2011 mot 29,7 TWh i same kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 15,8 prosent.

Fjerde kvartal 2011 var mykje varmare enn same kvartal 2010, og også monaleg varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold vart det alminnelege forbruket 26,9 TWh i fjerde kvartal 2011, mot 28,0 TWh i tilsvarende kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 4,1 prosent.

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

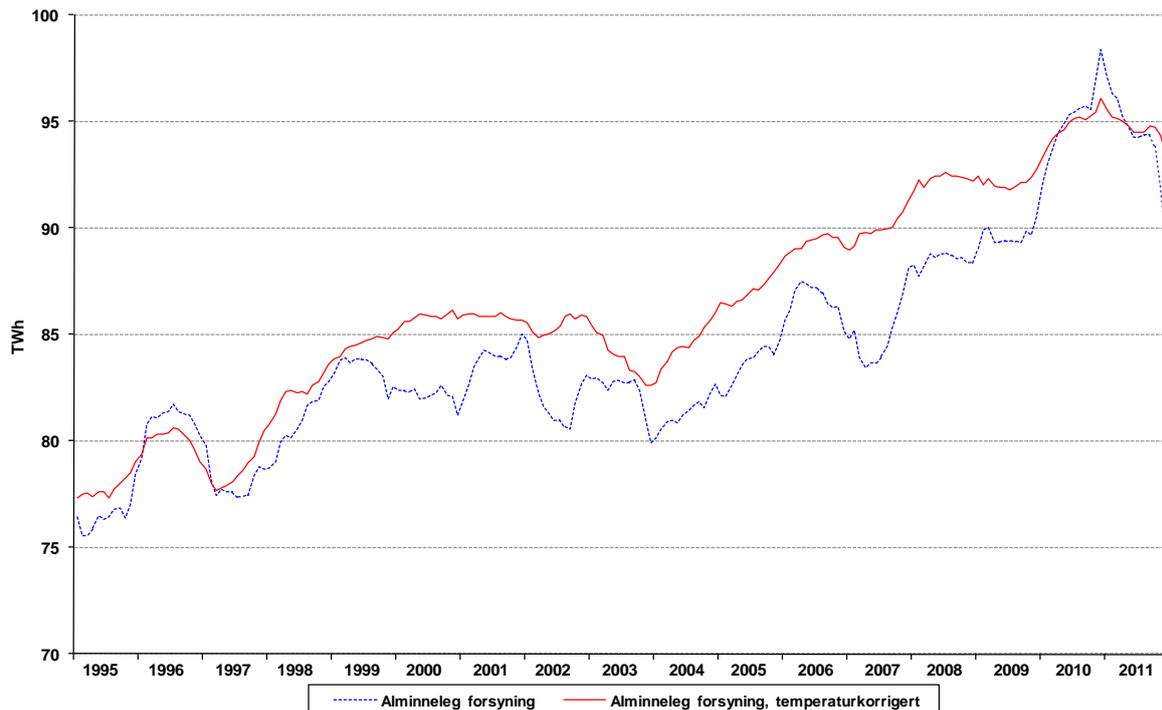


Det temperaturkorrigerede forbruket i alminneleg forsyning i fjerde kvartal har stort sett auka jamt i heile perioden 2003-2010, bort sett frå 2006. Det temperaturkorrigerede forbruket i alminneleg

forsyning i fjerde kvartal 2011 er det fjerde høgaste som har vore registrert i dette kvartalet. Vi må tilbake til 2008 for å finne lågare forbruk.

Forbruket i alminneleg forsyning i 2011 er berekna til 89,7 TWh. Det er ein nedgang på 8,9 prosent samanlikna med 2010. Korrigert til normale temperaturforhold var forbruket 93,6 TWh i 2011. Det er ein nedgang på 2,6 prosent. Forbruket i 2011 er det nest høgaste som nokon gong er registrert for eit kalenderår. For perioden 1995-2011 har det vore ein gjennomsnittleg årleg vekst på 0,8 prosent for det alminnelege forbruket, og 1,0 prosent for det temperaturkorrigererte.

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



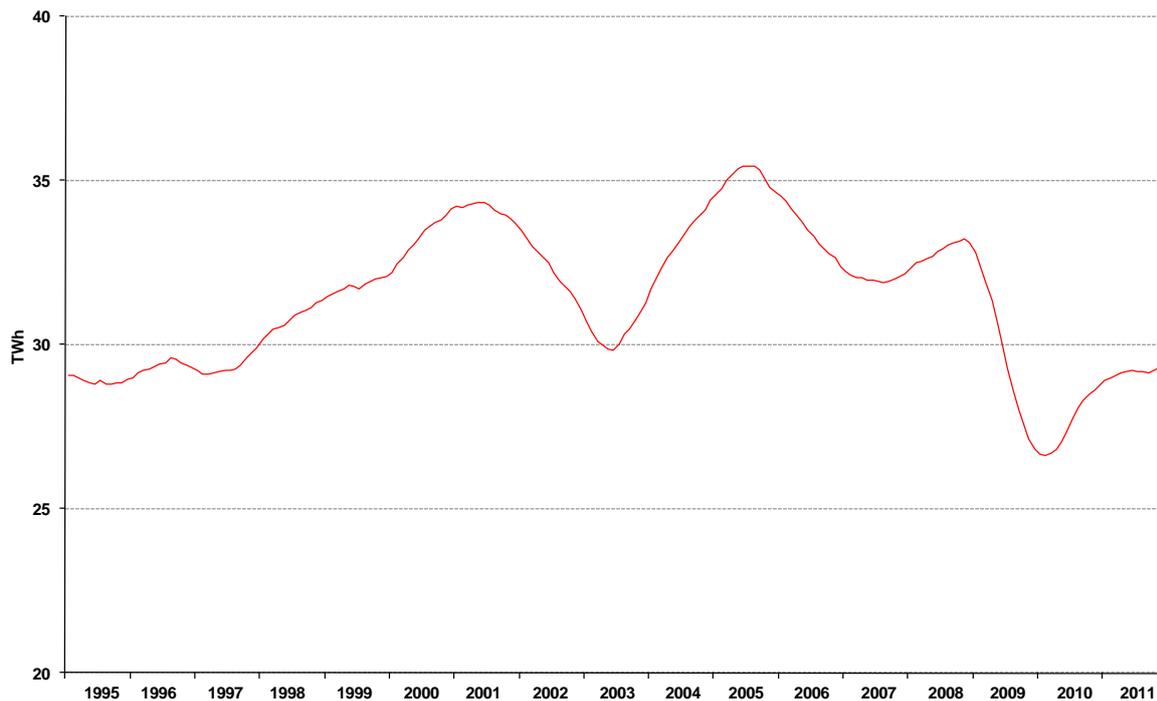
Figuren viser at det temperaturkorrigererte forbruket i alminnelig forsyning dei siste 12 månadene er i ferd med å minke etter å ha steget frå juli 2009.

Forbruket i kraftintensiv industri var 7,4 TWh i fjerde kvartal. I same kvartal 2010 var forbruket i denne sektoren 7,3 TWh. Forbruket var og 7,3 TWh i første og andre kvartal 2011, men fall til 7,2 TWh i tredje kvartal.

I 2011 var det samla forbruket i kraftintensiv industri 29,2 TWh. Det er ein auke på 1,5 prosent frå året før og det høgaste forbruket i denne sektoren sidan 2008.

Kraftforbruket i kraftintensiv industri har sidan hausten 2005 falt grunna redusert aktivitet og nedleggingar for delar av industrien. Årsaka til dette er høge kraftprisar og låge produktprisar. Frå hausten 2007 er det auke i denne forbrukssektoren, medan vi i 2009 ser ein sterk nedgang. Ei viktig forklaring på nedgangen finn vi i låge produktprisar grunna det kraftige fallet i verdsøkonomien. Frå 2010 ser vi igjen auke i forbruket grunna høgare aktivitet for denne sektoren, og i 2011 ser vi ei utflating.

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



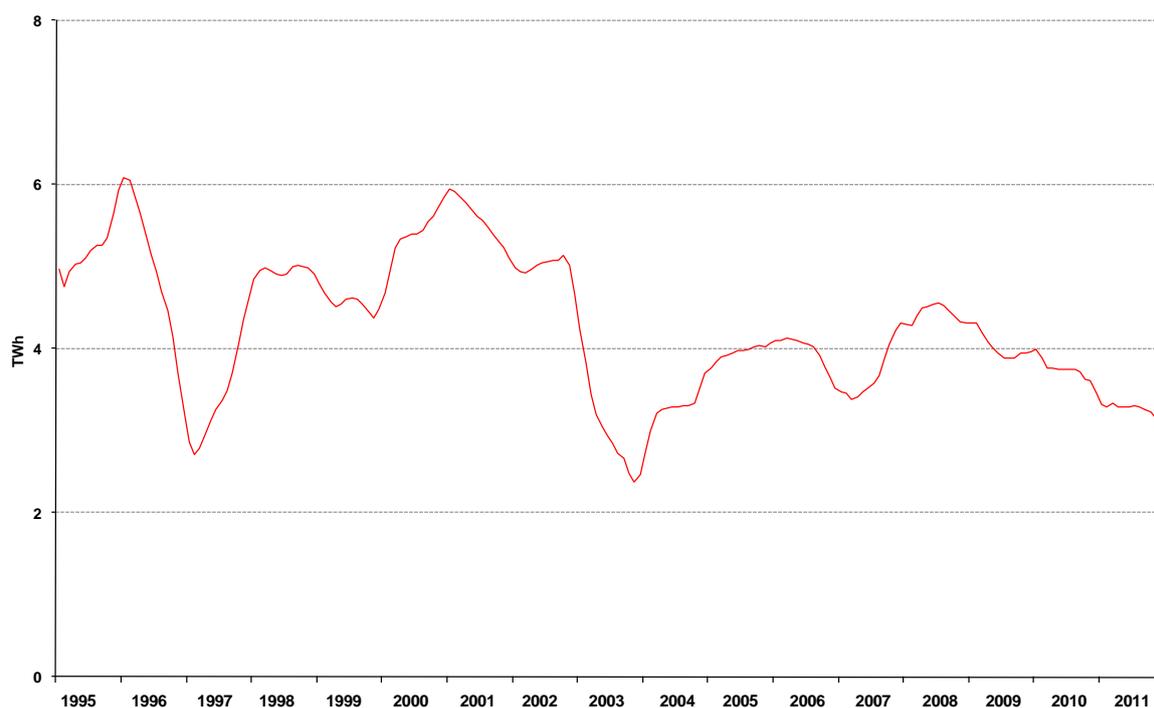
Forbruket av kraft til elektrokjeler var i fjerde kvartal 7,6 prosent lågare jamført med tilsvarande kvartal i 2010.

I 2011 var forbruket 3,2 TWh. Det er 8,1 prosent lågare enn året før. Forbruket i 2011 er nesten halvert jamført med 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 elektrokjeler i denne perioden. Den siste tida har oljeprisen vore på eit forholdsvis høgt nivå, medan kraftprisane har gått kraftig ned. Dette har ført til kraftforbruket i elkjeler er i ferd med å auke.

Ut ifrå figur 1.4.8 ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1995-2011 er frå rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å krevje ein høgare kraftpris for å kople ut enn det som er observert i same periode.

Figur 1.4.8 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for dei siste 12 månedene, TWh. Kjelde: NVE

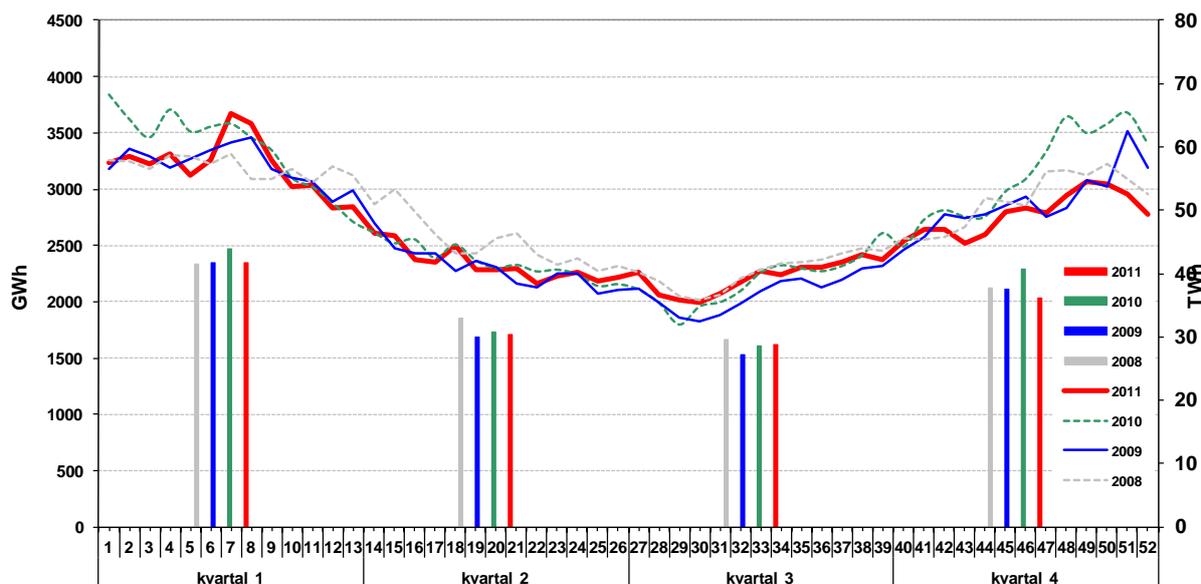


1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket var 137,0 TWh i 2011. Det er ein nedgang på 6,8 TWh frå 2010. I følgje Svensk Energi var det temperaturkorrigerde forbruket 142,8 TWh i både 2010 og 2011. Det indikerer at nedgangen i all hovudsak kan forklarast med mildare vår.

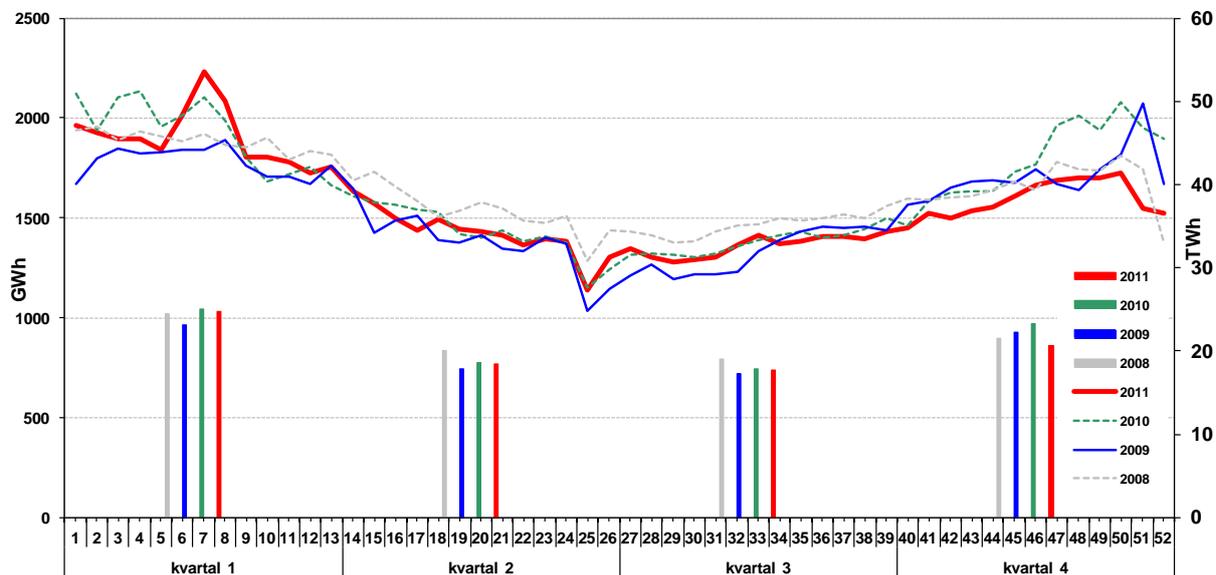
Det svenske kraftforbruket var 36,2 TWh i fjerde kvartal. Det er 4,6 TWh mindre enn i fjerde kvartal 2010.

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



I 2011 var det finske kraftforbruket 81,6 TWh. Det er 3,2 TWh mindre enn i 2010. Det finske kraftforbruket var 20,7 TWh i fjerde kvartal 2011, noko som er 2,6 TWh mindre enn i same periode i 2010.

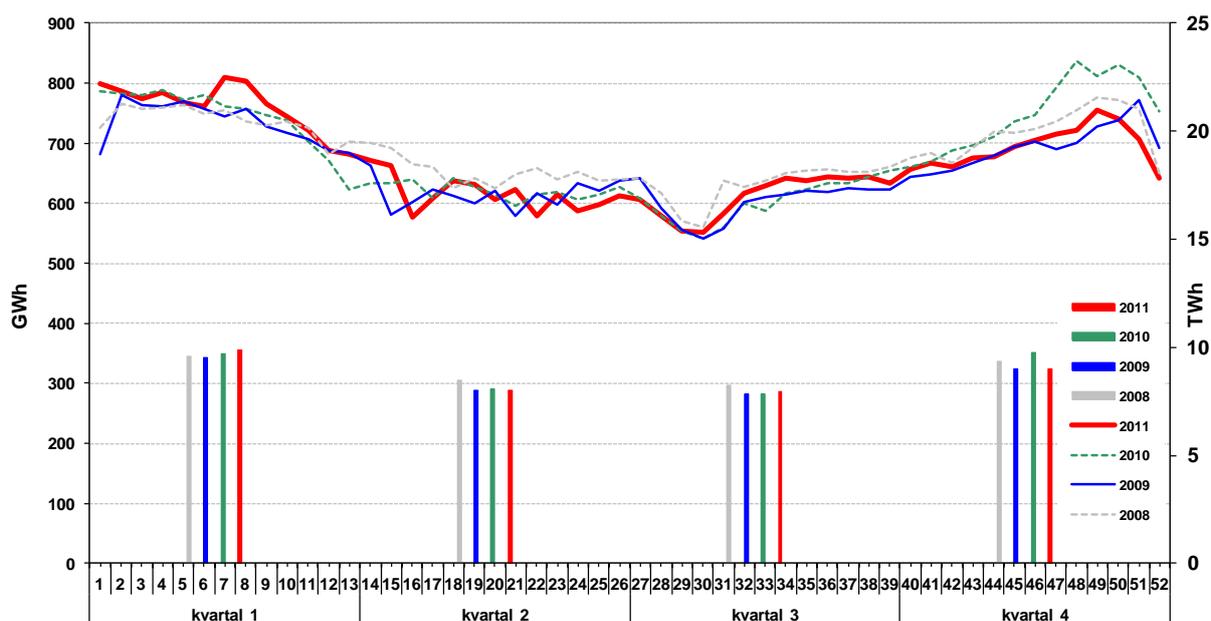
Figur 1.4.10 Finsk forbruk, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Danmark hadde eit kraftforbruk på 34,9 TWh i 2011, noko som tilsvarer 0,5 TWh reduksjon samanlikna med 2010. I 2011 var forbruket på Jylland 20,6 TWh, medan det på Sjælland var 14,2 TWh. Forbruket vart redusert med 0,4TWh på Jylland og 0,1 TWh på Sjælland frå 2010 til 2011.

Kraftforbruket i Danmark var 9,0 TWh i fjerde kvartal 2011, og fordelte seg med høvesvis 5,3 og 3,7 TWh på Jylland og Sjælland. Det samla forbruket var 0,7 TWh lågare enn i fjerde kvartal 2010. Forbruket minka både på Jylland og Sjælland.

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



1.5 Andre energiberarar i Noreg

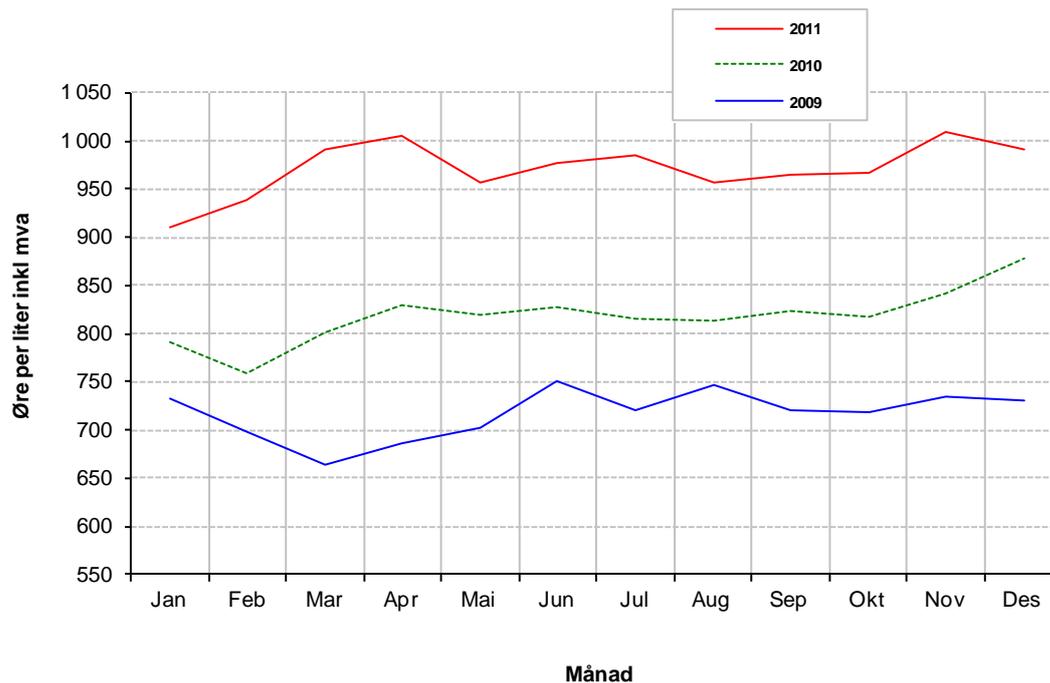
I tillegg til elektrisitet er biobrensel, olje, parafin og gass viktige energiberarar til stasjonær sluttbruk. Fjernvarme har aukande utbreiing. For andre energiberarar enn elektrisitet finst ikkje offisiell statistikk for kvartalsvisforbruk. Salstal for petroleumsprodukt kan nyttast som ein indikator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

1.5.1 Fyringsoljer

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. samt offentleg verksemd. Bruken av petroleumsprodukt til oppvarming avheng i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet, fordi mange sluttbrukarar har utstyr som tillet veksling til den til ei kvar tid rimelegaste energiberaren. I tillegg spelar temperatur ei viktig rolle.

Gjennomsnittsprisen¹ for lett fyringsolje har i fjerde kvartal 2011 vore omlag 17 prosent høgare enn for same periode i fjor. Grafen under viser at prisen heldt seg relativt stabil i 2010, med ein stigande tendens i fjerde kvartal 2010 og første kvartal 2011.

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

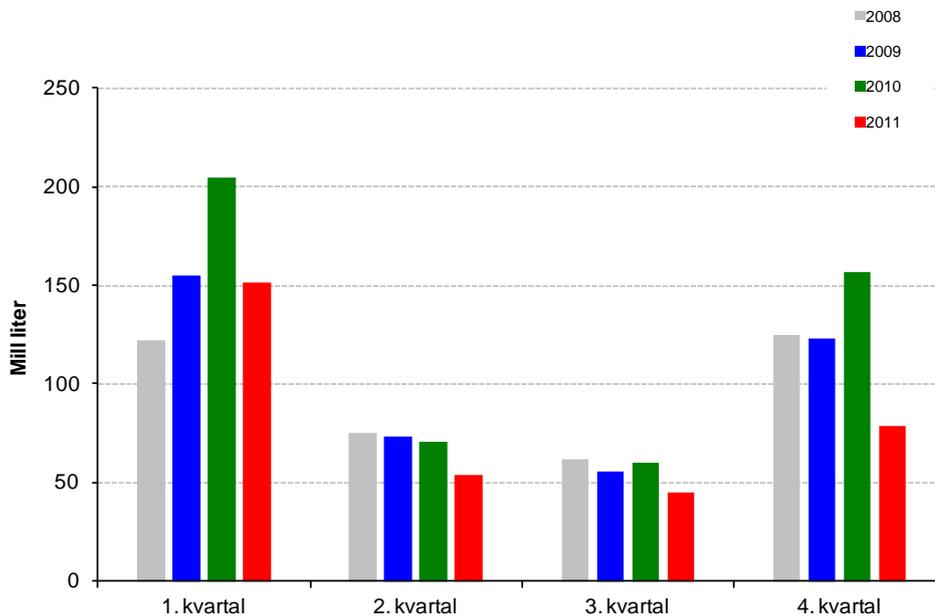


Figuren under viser at det i fjerde kvartal 2011 blei selt 79 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentleg verksemd). Det er ein nedgang på 5 prosent frå fjerde kvartal 2010, og 36 prosent frå tredje kvartal 2009. Nedgangen i salet skjedde innanfor alle bruksgruppene, det vil seie hushald, næringsbygg og

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

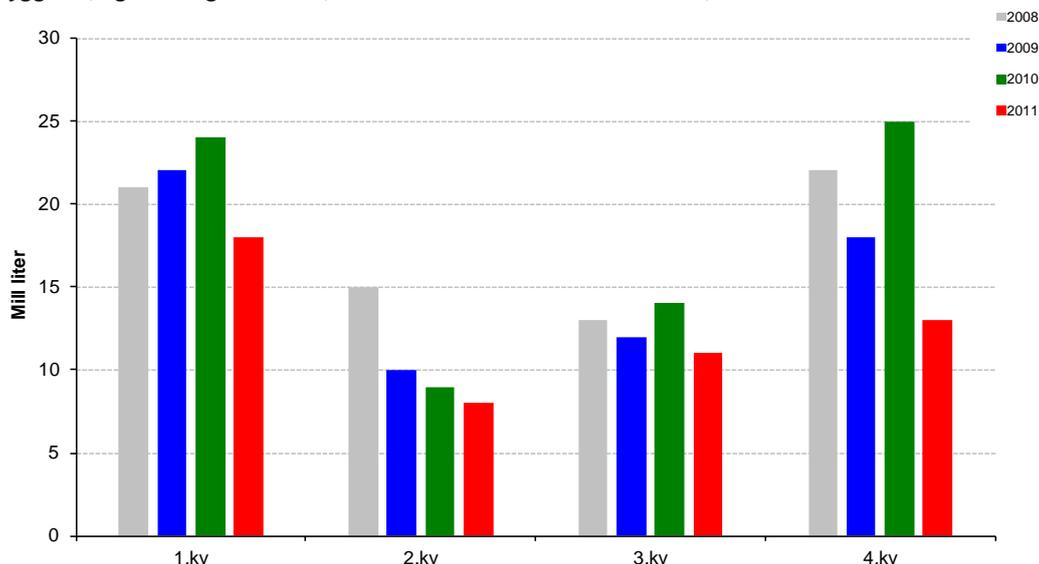
industri, bergverk og kraftforsyning¹. Nedgangen i offentlig sektor var særleg stor. Vi ser over tid ein monaleg nedgang i sal av fyringsoljer. 2010 var eit unntak grunna kaldt vær. For 2011 gjekk salet tilbake til den fallande trenden.

Figur 1.5.2 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for k pegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v. og offentlege verksemdar, 2007-2011. Millionar liter. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I fjerde kvartal 2011 blei det selt 13 millionar liter fyringsparafin mot 25 millionar liter i fjerde kvartal 2010, og 18 millionar i fjerde kvartal 2009². Det er ein nedgang på 48 prosent i forhold til same kvartal i fjor.

Figur 1.5.3 Kvartalsvis sal av fyringsparafin for k pegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v. og offentlig verksamd, 2007-2010. Millionar liter. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



¹ Vi gjer merksam på at det i f rre kvartalsrapport var feil i tala for fyringsolje for tredje kvartal 2011. Grafen viste 26 millionar liter. Dette er no endra til 45 millionar liter.

² Vi gjer merksam på at det i f rre kvartalsrapport var feil i tala for fyringsparafin for tredje kvartal 2011. Grafen viste 7 millionar liter. Dette er no endra til 14 millionar liter.

1.5.2 Ved

Sjå NVE sin kvartalsrapport 2/2011 for informasjon om bruk av ved, og NVE sin kvartalsrapport 3/2011 for informasjon om prisar på ved.

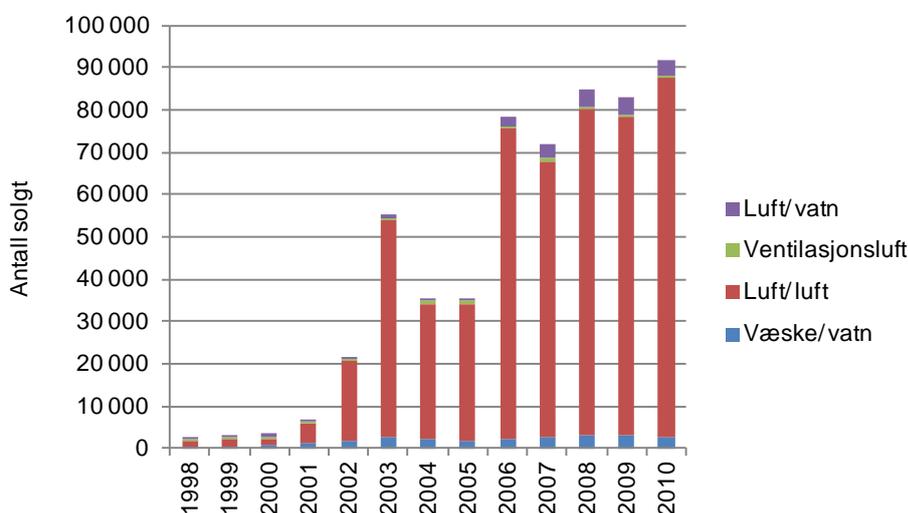
1.5.3 Anna bioenergi

Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2011 for informasjon om bruk av anna bioenergi.

1.5.4 Varmepumper

Statistikk frå NOVAP viser at salet av varmpumper i 2010 var høgare enn i 2009. Det totale salet i 2010 låg på nærmare 92 000 einingar, mot 83 000 i 2009. Salet i segmentet luft/luft auka med heile 13 prosent. Salet i dei tre andre segmenta, luft/vatn, væske/vatn og ventilasjonsluft blei noko redusert. Salet av varmpumper har halde seg på eit høgt nivå sidan 2006. Det er grunn til å anta at det var installert omlag 500 000 varmpumper ved utgangen av 2010, dei fleste av desse i hushald.

Figur 1.5.4 Utvikling i sal av varmpumper i årar 1998 til 2010. Kjelde: NOVAP

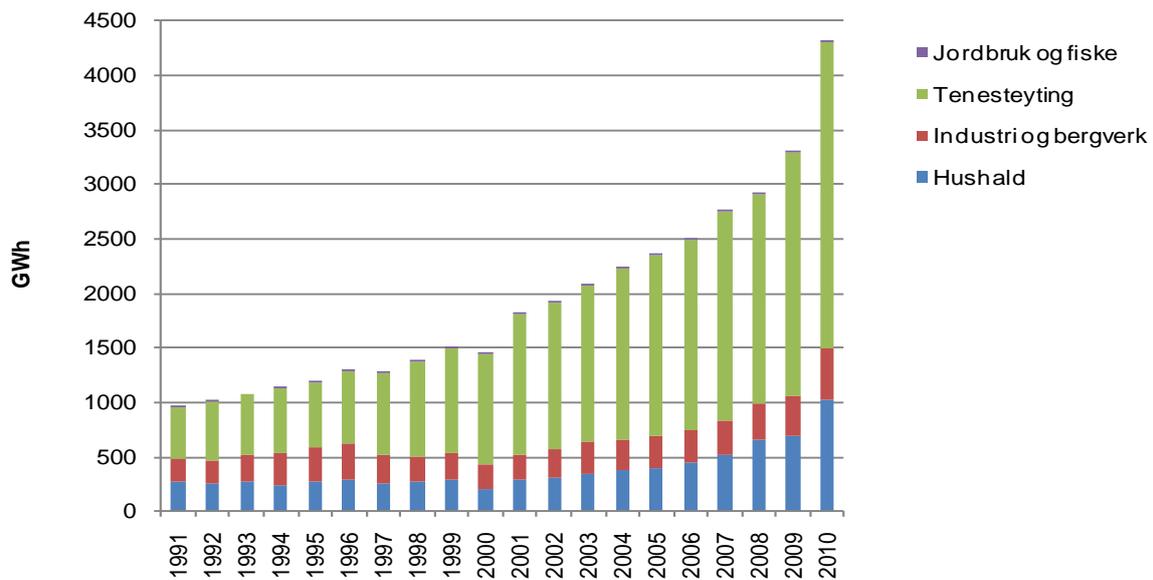


1.5.5 Fjernvarme

Forbruket av fjernvarme var på 4,1 TWh i 2010, ein auke på heile 1 TWh sidan 2009. Den store auken har samanheng med mange nyinvesteringar dei to føregåande åra, med utbygging av produksjons- og distribusjonskapasiteten både blant etablerte og nyetablerte fjernvarmeverk. I tillegg var året 2010 eit kaldare år enn dei føregåande åra, noko som gjev stort utslag i den varmeavhengige energibruken.

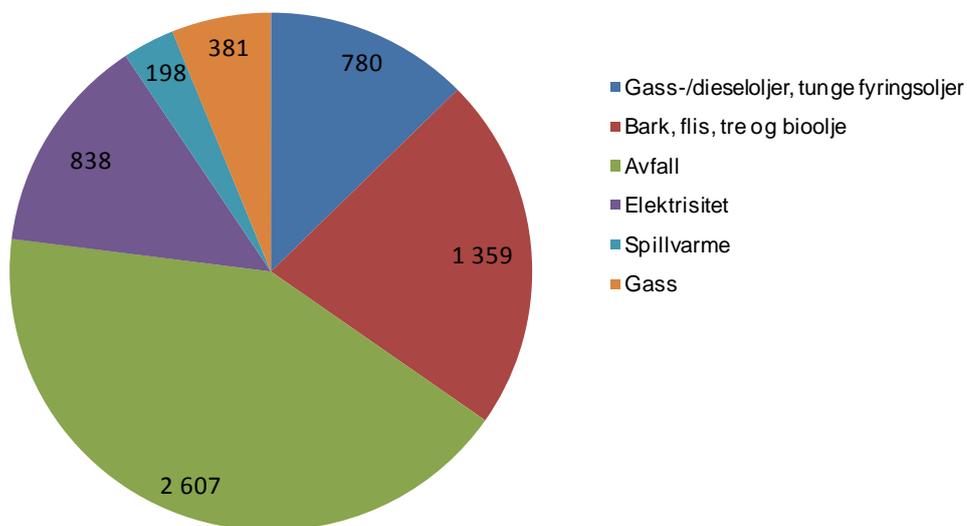
Hushalda hadde ein auke i fjernvarmebruken på 48 prosent, tenesteyting og industri og bergverk auka sitt forbruk med høvesvis 26 og 29 prosent, medan fjernvarmebruken i jordbruk og fiske blei halvert. Tenesteyting hadde den største delen av fjernvarmebruken, med eit forbruk på 2,8 TWh i 2010. Fjernvarmebruken har vore sterkt aukande dei siste åra, men utgjør mindre enn to prosent netto innlandssluttbruk av energi.

Figur 1.5.5 Utvikling i bruk av fjernvarme, 1991-2010. Kjelde: SSB



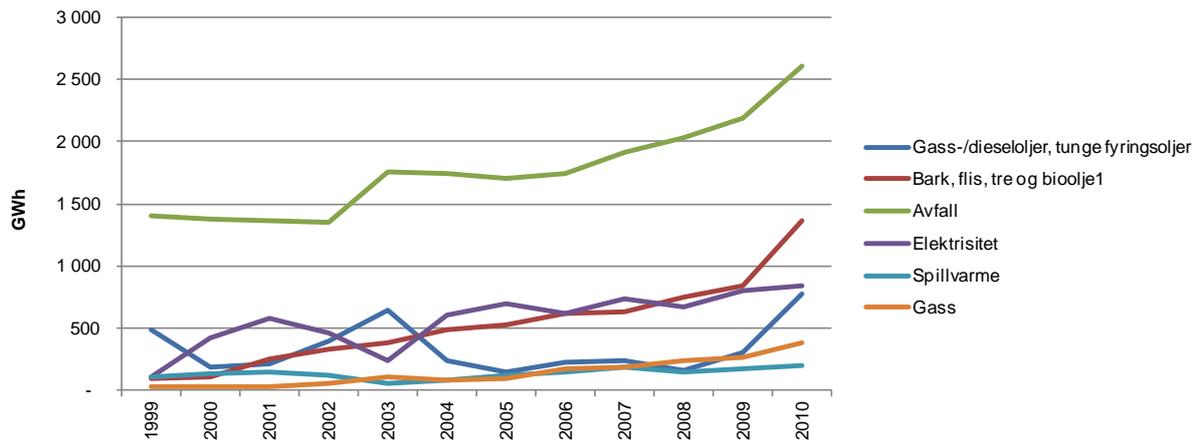
Bruttoproduksjon av fjernvarme i 2010 var på omlag 5,5 TWh. Av dette blei omlag 0,2 TWh brukt til kraftproduksjon, og 0,5 TWh vart avkjølt mot luft. Nettoproduksjonen var på 4,8 TWh, inkludert nettap på 0,5 TWh.

Figur 1.5.6 Forbruk av brensel til bruttoproduksjon av fjernvarme, GWh. 2010. Kjelde:SSB



Avfall er den dominerande energivaren i fjernvarmeproduksjonen. I 2010 var det en auke i bruken av alle energivarene, særleg bioprodukt, avfall og petroleumsprodukt. Bruken av fyringsoljer auka med heile 155 prosent, det vil seie mykje meir enn dei andre varene. Bruken av elektrisitet auka minst.

Figur 1.5.7 Utvikling i bruk av brensel til bruttoproduksjon av fjernvarme, GWh. 1999-2010.. Kjelde: SSB



1.5.6 Gass

Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2011 for informasjon om bruk av gass.

1.6 Kraftutveksling

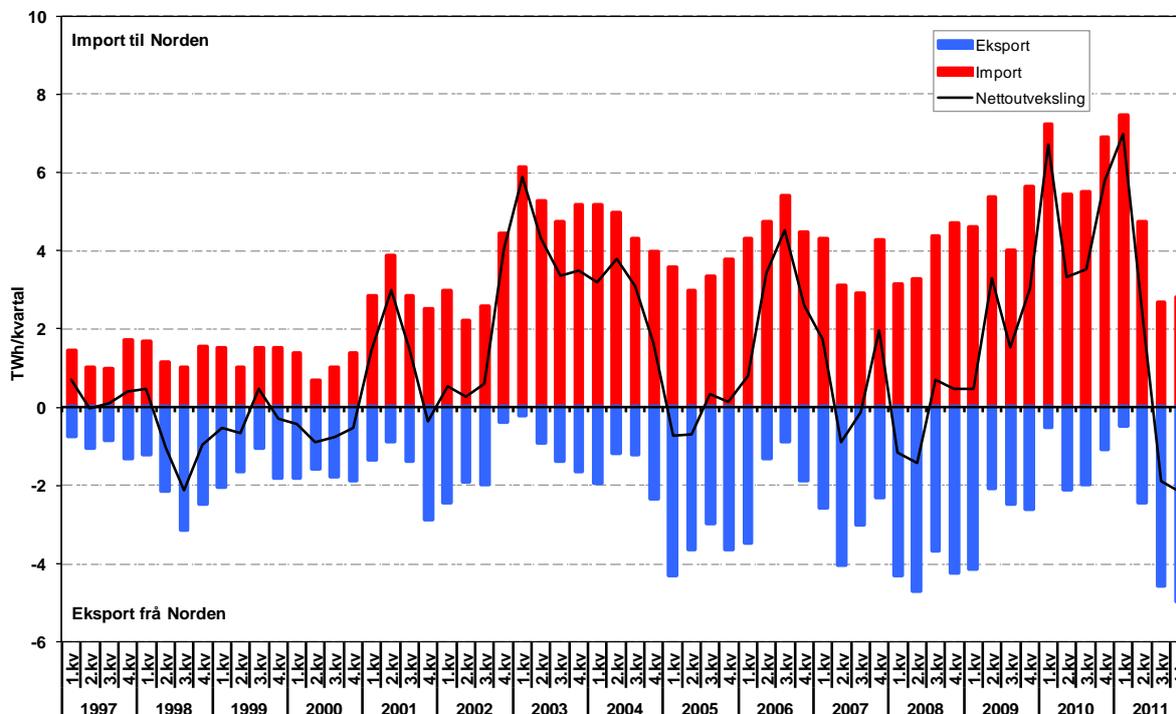
Det var rekordhøg nordisk nettoeksport i fjerde kvartal 2011. Til saman var den nordiske nettoeksporten 2,5 TWh. Til samanlikning var det 5,3 TWh nordisk nettoimport i fjerde kvartal 2010. I første kvartal 2011 var det rekordhøg nordisk nettoimport på 6,9 TWh. Dei store svingingane i nettoutvekslinga har samanheng med utviklinga av den hydrologiske situasjonen i Norden gjennom 2011. Medan magasinfyllinga i Noreg var på eit historisk minimum for årstida ved starten av 2011, hadde den aldri vore høgare ved eit årsskifte enn i overgangen 2011/2012.

Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	4.kv 2011	4. kv 2010	2011	2010
Noreg	-4,2	0,7	-3,0	7,6
Sverige	-2,2	3,6	-7,1	2,1
Finland	3,7	2,4	13,7	10,3
Danmark	0,2	-1,4	1,3	-1,2
Norden	-2,5	5,3	4,8	18,8

Totalt var det nordisk nettoimport på 4,8 TWh i 2011. Mykje import i første halvår medverka til det. Til samanlikning var det rekordhøge 18,8 TWh nettoimport til Norden i 2010. Meir nedbør og mildare vêr i 2011 enn i 2010 medverka til nedgangen i nettoimporten.

Noreg og Sverige, der vasskraft utgjer ein monaleg del av den samla kraftproduksjonen, gjekk frå nettoimport i 2010 til nettoeksport i 2011. I Finland og Danmark gjekk utviklinga i motsett retning. Finland auka nettoimporten, medan Danmark snudde frå nettoeksport i 2010 til nettoimport i fjor. Det er mykje termisk kraftproduksjon i desse landa. Samanlikna med 2010 erstatta høgare vasskraftproduksjon i Noreg og Sverige i 2011 noko av den termiske kraftproduksjonen.

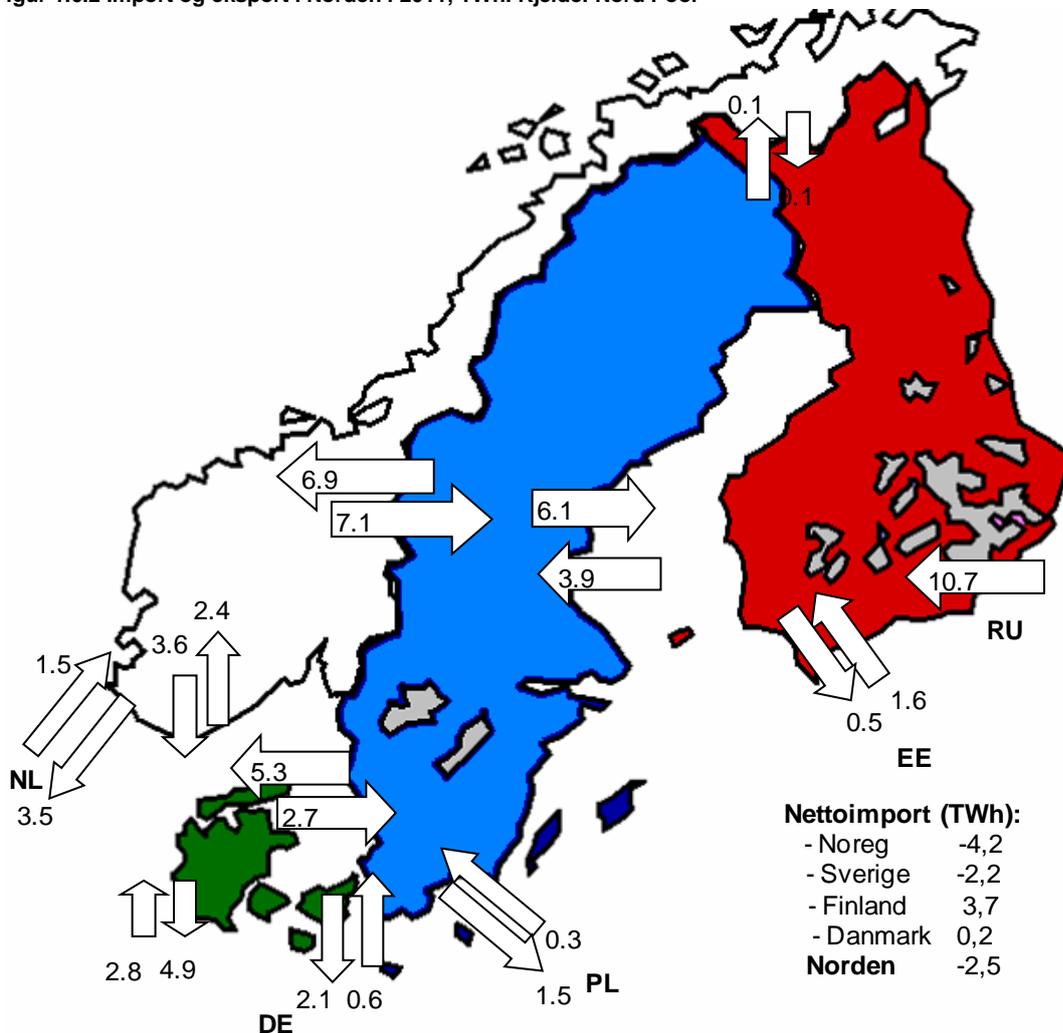
Figur 1.6.1 Norden sin netto kraftimport, 1996-2011. TWh. Kjelde: Nord Pool



Netto kraftutveksling mellom dei nordiske landa skifta retning frå 2010 til 2011. Det same var tilfellet på dei fleste overføringsforbindelsane til og frå Norden. Det var norsk nettoeksport til Sverige, Danmark og Nederland på høvesvis 0,2; 1,2 og 2,0 TWh i fjor. I 2010 var det norsk nettoimport frå dei same landa på høvesvis 3,9; 2,6 og 0,9 TWh. Medan det i 2010 var svensk nettoimport frå Finland,

Danmark og Tyskland på høvesvis 2,6; 2,1 og 1,2 TWh, var utvekslinga på desse forbindelsane snudd til svensk nettoimport på 2,2; 1,6 og 1,5 TWh i 2011. Det var samstundes dansk nettoeksport til Tyskland på 2,1 TWh i fjor. I 2010 var det 2,8 TWh i dansk nettoimport frå Tyskland. Netto kraftflyt i 2011 gjekk altså ut av Noreg og Sverige til Finland og Danmark og vidare til kontinentet.

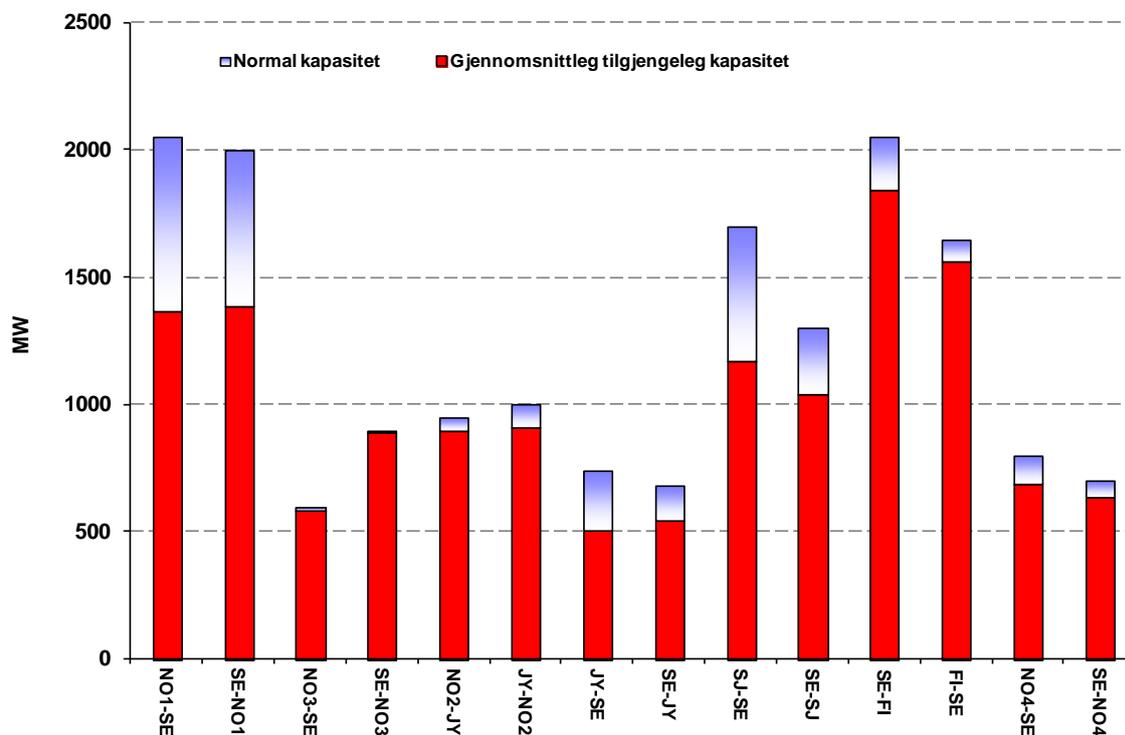
Figur 1.6.2 Import og eksport i Norden i 2011, TWh. Kjelde: Nord Pool



Det var enkelttimar med redusert handelskapasitet på alle dei nordiske forbindelsane i 2011. Som i 2010 var det store reduksjonar på forbindelsane mellom Aust-Noreg og Sverige, og mellom Sjælland og Sverige. Likevel var den gjennomsnittlege tilgjengelege overføringskapasiteten høgare i 2011 enn i 2010 for alle dei utvalte forbindelsane i figur 1.6.3, med unntak av forbindelsen mellom Sjælland og Sverige. Kor mykje av den fysiske tilgjengelege overføringskapasiteten som har vore tilgjengeleg i marknaden har variert mykje avhengig av systemtryggleiken internt i dei relevante marknadsområda. At meir kapasitet var tilgjengeleg for marknaden i fjor enn året før gjenspeglar at systemtryggleiken betra seg i takt med den hydrologiske balansen i siste halvår i fjor.

Fenno Skan 2-kabelen mellom Finland og Sverige (marknadsområde SE3) vart gjort tilgjengeleg for marknaden frå 15. november. Det var testkøring på kabelen frå og med 15. november og normal drift frå og med 15. desember. Kabelen auka overføringskapasiteten mellom Sverige og Finland med 800 MW i begge retningar. I perioden med testkøring var tilgjengeleg kapasitet frå Fenno Skan 2 til marknaden noko varierende. For overføringa mellom Sverige og Finland er figur 1.6.3 rekna fram til og med 14. november.

Figur 1.6.3 Tilgjengeleg og maksimal kapasitet på utvalte nordiske overføringsforbindelsar i 2011, MW, frå-til. Kjelde: Nord Pool



1.6.1 Noreg

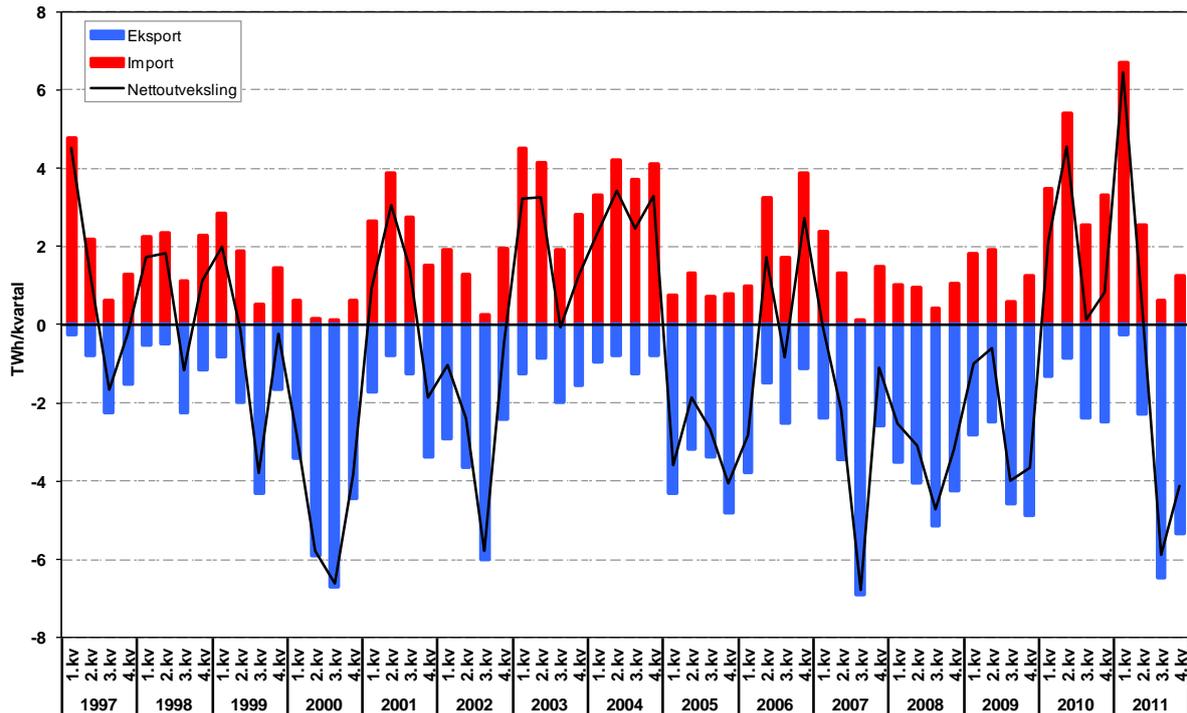
Den norske kraftutvekslinga gjekk frå 7,5 TWh nettoimport i 2010 til 3,0 TWh nettoeksport i 2011. Medan det kalde og tørre vêret i 2010 medverka til høgt kraftbehov og import gjennom året og heilt fram til snøsmeltinga i fjor, medverka mykje nedbør og låg etterspurnad innanlands, som følgje av mildare vêt enn normalt, til høg eksport i siste halvår av 2011.

I løpet av 2011 vart det satt rekordar for både nettoimport og –eksport på vekenivå. I veke 6 var den norske nettoimporten 609 GWh – høgare enn nokon gong før. I veke 27 var det 618 GWh nettoeksport, også det rekord. NorNed-kabelen mellom Noreg og Nederland, som vart sett i drift i 2008, har medverka til at vi kan utveksle meir kraft med utlandet enn tidlegare.

Mykje nettoeksport dei to siste kvartalane i 2011 har samanheng med høg vasskraftproduksjon og mildt vêt. Det var mykje uregulert elvekraftproduksjon sommaren 2011 som følgje av mykje nedbør. Medan store fleirårsmagasin framleis hadde god kapasitet til å lagre tilsiget, vart fleire og fleire magasin tilnærma fulle utover hausten. Mange produsentar måtte då produsere for å unngå flomtap. Det gav mykje tvungen produksjon, og dermed eksport.

I fjerde kvartal 2011 var den norske nettoeksporten heile 4,2 TWh. Det er den høgaste nettoeksporten i fjerde kvartal nokon gong. I fjerde kvartal 2010 var det 0,7 TWh norsk nettoimport.

Figur 1.6.4 Norsk netto kraftimport, 1997-2011. TWh. Kilde: Nord Pool



1.6.2 Andre nordiske land

Den svenske nettoutvekslinga snudde frå 2,1 TWh nettoimport i 2010 til 7,1 TWh nettoeksport i 2011. Endringa må sjåast i samanheng med auka vasskraftproduksjon, i tillegg til høgare kjernekraftproduksjon. Det var auka kraftflyt frå Sverige til Finland, Danmark, Tyskland og Polen. Det var berre på forbindelsane til Noreg at det samla var svensk nettoimport i 2011. I fjerde kvartal i fjor var den svenske nettoeksporten 2,2 TWh, mot 3,6 TWh nettoimport i fjerde kvartal i 2010.

Finland har høg og stabil kraftimport frå Russland. Det var likevel ein viss nedgang i importen frå 2010 til 2011. I 2011 utgjorde den 10,7 TWh, 0,9 TWh mindre enn året før. Det var òg mindre finsk nettoimport frå Estland i fjor – 1,1 TWh mot 1,8 TWh i 2010. Likevel auka den finske nettoimporten frå 10,3 TWh i 2010 til 13,7 TWh i 2011. Det har samanheng med utvekslinga med Sverige. Medan det var 2,6 TWh i finsk nettoeksport til Sverige i 2010, var dette snudd til finsk nettoimport frå Sverige på 2,2 TWh i fjor.

Danmark var det einaste landet i Norden med nettoeksport i 2010 – 1,2 TWh. Då var det høg etterspurnad etter termisk kraftproduksjon i Norden, grunna det kalde vêret, samt at det var lite vatn i vassmagasina. I fjor var etterspurnaden etter termisk kraftproduksjon monaleg lågare, både som følgje av lågare kraftetterspurnad i Norden, men òg høgare vasskraftproduksjon. I 2011 hadde Danmark derfor 1,3 TWh i nettoimport.

1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

1.7.1 Spotmarknaden – låge prisar

Hausten og starten på vinteren 2011 var prega av mykje nedbør og høg magasinifylling. Ved inngangen til fjerde kvartal gav høge tilsig stor uregulerbar vasskraftproduksjon i Norden. Vidare låg temperaturane over normalt i november og desember. Desse forholda gav svært låge prisar, spesielt i starten av kvartalet. Fleire av dei nordiske marknadsområda hadde lågare prisar i fjerde kvartal enn i kvartalet før. Prisane låg i snitt under 300 kr/MWh i fleire område. Spotprisane var dermed på eit nivå som ein oftast ser sommarstid i eit normalår.

Det var unormalt mykje vatn i det norske kraftsystemet, og kraftprodusentar med låg magasinkapasitet var i periodar tvungne til å produsere for å unngå spill av vatn. Desse forholda gav prisforskjellar mellom dei norske områda, og svært låge prisar i visse delar av landet. I starten av kvartalet, i veke 40, hadde Vest-Noreg (NO5) ein historisk låg snittpris på 2,6 øre/kWh. Dette er

Elspotprisar kr/MWh	4. kv. 2011	Endring frå 4.kv. 2010	Endring frå 3.kv. 2011	Gj.snitt 2011	Endring frå 2010
Aust-Noreg (NO1)	264	-48.1 %	6.8 %	363	-16.7 %
Sørvest- Noreg (NO2)	264	-44.4 %	6.8 %	361	-11.5 %
Midt-Noreg (NO3)	270	-50.2 %	7.5 %	371	-20.5 %
Nord-Noreg (NO4)	266	-50.7 %	-7.7 %	371	-19.5 %
Vest-Noreg (NO5)	260	-48.8 %	7.5 %	359	-13.5 %
Sverige ¹	248	-	-	-	-
SE1 ²	289	-	-	-	-
SE2 ²	289	-	-	-	-
SE3 ²	296	-	-	-	-
SE4 ²	325	-	-	-	-
Finland	293	-45.8 %	-12.5 %	385	-15.5 %
Jylland (DK1)	314	-26.9 %	-11.1 %	375	0.6 %
Sjælland (DK2)	338	-36.8 %	-7.6 %	386	-15.9 %
Estlink	297	-23.5 %	-14.4 %	338	-
Tyskland (EEX)	376	-7.3 %	-1.9 %	399	12.0 %

den lågaste vekeprisen i eit område i Norden sidan dei nordiske landa vart kopla saman til ein marknad. Vekeprisane i Aust- og Sørvest-Noreg (NO1 og NO2) var og svært låge den første veka i fjerde kvartal. Desse to områda hadde ein snittpris på 6,0 øre/kWh. Aust-Noreg (NO1) hadde mange magasin som så og seie var fulle, noko som òg var tilfelle for nokre magasin i Sørvest-Noreg (NO2).

Kvartalet opna altså med svært låge norske prisar. Etter kvart gjekk temperaturane noko ned, og kraftteterspørselen auka. Det blei mindre uregulert vasskraftproduksjon, og i saman med lågare temperaturar elles i Norden, førte dette til auka etterspørsel etter norskprodusert vasskraft. Dei norske kraftprisane blei i denne perioden jamnare, då dei norske vasskraftprodusentane hadde meir kontroll på vatnet. I starten av november blei det igjen mildare vêr, og det var snøsmelting i fleire fjellområde.

Mot slutten av november kom det store nedbørsmengder som gav tilsig opp mot tre gongar normalt. Størst var tilsiget på Vestlandet. Det gav auka vasskraftproduksjon i Sørvest- og Vest-Noreg (NO2 og NO5). Dei norske spotprisane fall følgjeleg frå midten av november og ut desember.

¹ Den 1. november blei Sverige delt inn i 4 prisområde; SE1, SE2, SE3 og SE4. Talet som refererast for Sverige er eit snitt for perioden 3. oktober til og med 31. oktober.

² Tal for SE1, SE2, SE3 og SE4 er snitt for perioden 1. november 2011 til og med 1. januar 2012.

Samla for kvartalet enda Vest-Noreg (NO5) med ein snittpris på 260 kr/MWh. Aust- og Sørvest-Noreg (NO1 og NO2) hadde ein snittpris på 264 kr/MWh. I Midt- og Nord-Noreg (NO3 og NO4) var dei gjennomsnittlege prisane for kvartalet 270 og 266 kr/MWh. Dette er prisar som ligg betrakteleg lågare enn prisane på same tid i 2010. Dei store prisforskjellane, på omlag 40-50 prosent, kjem av at situasjonen i 2010 var omtrent motsett av den vi hadde i fjerde kvartal 2011. Fjerde kvartal i 2010 var prega av svært låge temperaturar og lite tilsig.

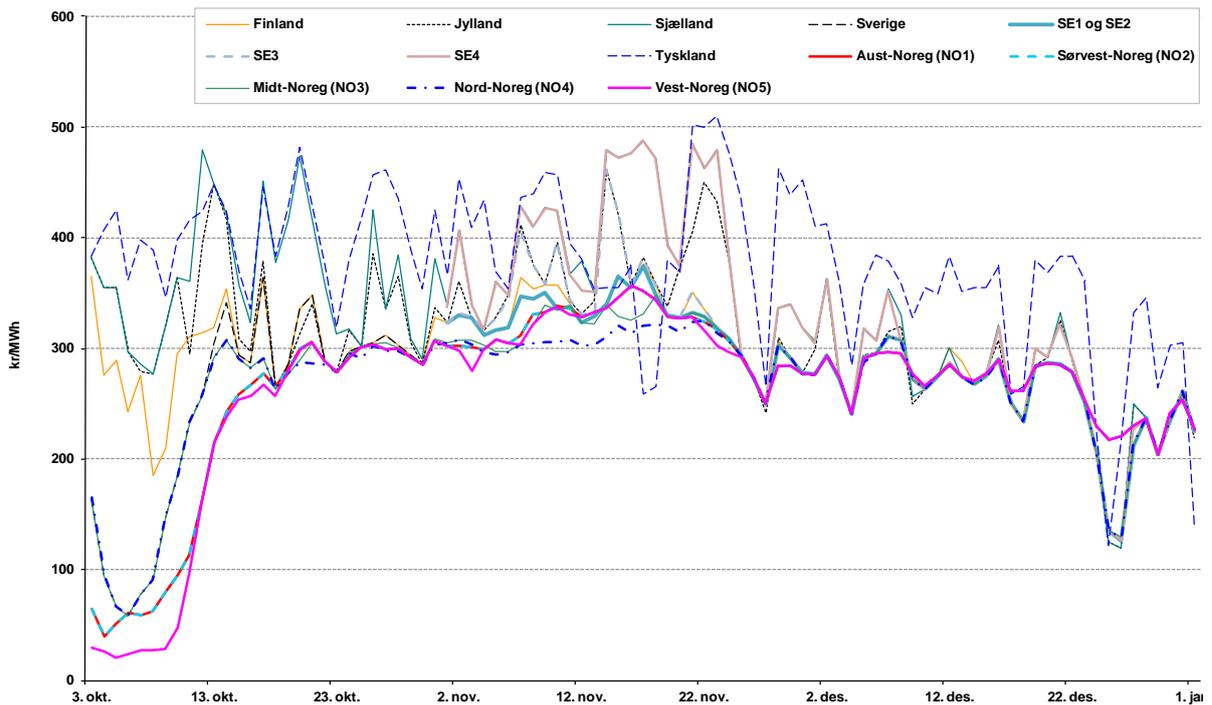
Forutan snittprisen i Nord-Noreg (NO4) låg dei norske områdeprisane 7 til 8 prosent høgare i fjerde kvartal 2011 enn i kvartalet før. I Nord-Noreg låg snittprisen 8 prosent lågare.

Den 1. november vart Sverige delt inn i fire prisområde; SE1, SE2, SE3 og SE4. Fram til inndelinga hadde Sverige ein snittpris på 248 kr/MWh. Etter inndelinga frå 1. november og ut kvartalet hadde dei to nordlegaste områda; SE1 og SE2, heilt like prisar, i snitt 289 kr/MWh. SE1 og SE2 hadde konsekvent lågare eller like prisar som dei to andre svenske områda. Størst var prisforskjellen med SE4, som stort sett hadde høgare pris enn SE1 og SE2 på dagtid. For kvartalet hadde SE3 ein snittpris på 296 kr/MWh, medan SE4 hadde høgast snittpris med 325 kr/MWh. Prisen i SE3 følgde i stor grad prisane på Jylland, medan prisane i SE4 i stor grad følgde prisane på Sjælland.

I fjerde kvartal hadde Jylland og Sjælland (DK1 og DK2) snittprisar på 314 og 338 kr/MWh. Det er prisar som ligg 11 og 8 prosent lågare enn i tredjekvartal. Finland hadde ein snittpris på 293 kr/MWh i fjerde kvartal, noko som er nesten 13 prosent lågare enn i kvartalet før. Snittprisen på den tyske kraftbørsen European Energy Exchange (EEX) blei 376 kr/MWh i fjerde kvartal. Det er om lag 2 prosent lågare enn i kvartalet før. Dei relativt låge prisane i den tyske kraftmarknaden heng saman med lågare prisar i dei fossile brenselsmarknadane og lågare prisar for CO₂-kvotar.

Figur 1.7.1 viser døgnprissnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX i fjerde kvartal. I figuren ser vi at kraftprisane til fleire av dei nordiske marknadsområda ligg lågt i starten av kvartalet. Vi ser spesielt at døgnprisen i Vest-Noreg (NO5) ligg lågt. Forholdet skyldast innestengt kraft som følgje av høg vassføring. Deretter aukar døgnprisane, for så å falle igjen mot slutten av november. Som i tredje kvartal gav ressursituasjonen høg norsk vasskraftproduksjon, og relativt låge nordiske spotprisar.

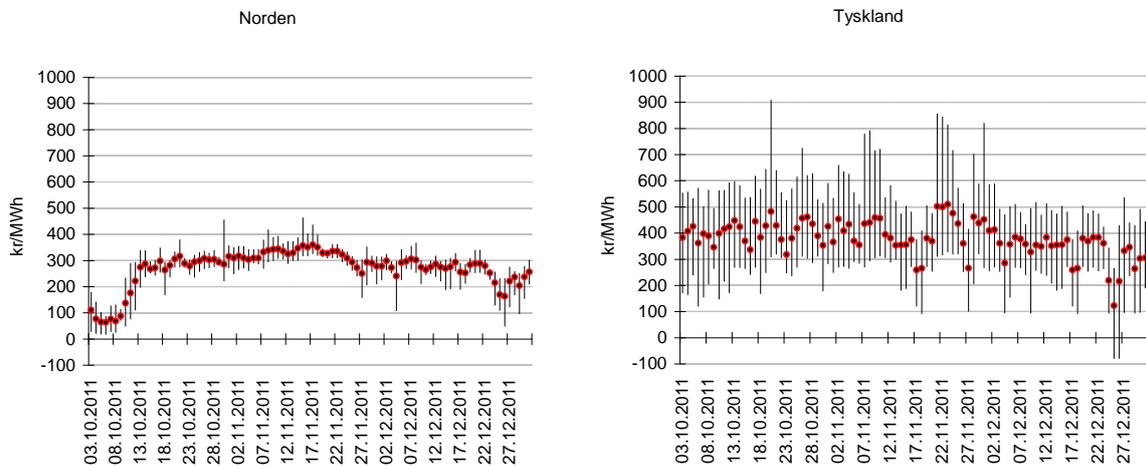
Figur 1.7.1 Spotprisar i fjerde kvartal 2011, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX



Den nordiske kraftproduksjonen er dominert av vasskraft. Produksjonen er billig å regulere, og følger derfor i høg grad forbruket. Den tyske kraftprisen på EEX viser regelmessig stor variasjon gjennom døgnet. Den tyske kraftmarknaden baserer seg på termisk kraftproduksjon saman med vindkraftproduksjon. I eit slikt system varierer prisane meir over døgnet enn i den nordiske marknaden. Prisane er typisk høgare på dagtid når etterspurnaden er høg og lågare om natta når etterspurnaden er låg. Prisforskjellane mellom dag og natt vert forsterka dersom det blæs om natta og ikkje om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høg når etterspurnaden er låg og omvendt.

Figur 1.7.2 viser prisvariasjonane gjennom døgna i fjerde kvartal 2011. Vi ser at variasjonane er betydeleg større i den tyske marknaden. Prisvariasjonane vi ser i den nordiske marknaden skyldast uregulert kraftproduksjon.

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



Tabell 1.7.1 viser omfanget av prisforskjellar mellom marknadsområda på Nord Pool samt European Energy Exchange i fjerde kvartal. Vi ser til dømes at Midt-Noreg (NO3) hadde høgare pris enn Aust-Noreg (NO1) i 24,7 prosent av timane i fjerde kvartal. Sverige er tatt ut av tabellen på grunn av dei strukturelle endringane som ble gjennomført 1. november 2011.

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

4. kvartal 2011		Lågast elspot-pris									
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
Høgast elspot-pris	NO1		0.1 %	18.2 %	31.3 %	22.4 %	-	7.0 %	5.9 %	4.9 %	12.5 %
	NO2	0.0 %		18.2 %	31.3 %	22.3 %	-	7.0 %	5.9 %	4.9 %	12.5 %
	NO3	24.7 %	24.7 %		20.9 %	32.9 %	-	0.4 %	2.6 %	1.0 %	10.7 %
	NO4	19.8 %	19.8 %	0.0 %		19.8 %	-	0.4 %	2.2 %	1.0 %	10.1 %
	NO5	0.0 %	0.0 %	16.7 %	31.3 %		-	7.0 %	5.9 %	5.0 %	12.5 %
	Sverige	-	-	-	-	-		0.0 %	3.2 %	0.7 %	11.6 %
	Finland	33.6 %	33.6 %	28.6 %	40.5 %	33.5 %	-		6.8 %	3.8 %	12.9 %
	Jylland	39.3 %	39.3 %	39.3 %	47.3 %	39.2 %	-	26.7 %		0.3 %	16.6 %
	Sjælland	47.0 %	47.0 %	47.3 %	52.5 %	46.9 %	-	41.4 %	24.2 %		19.6 %
EEX	87.4 %	87.4 %	89.2 %	89.8 %	87.4 %	-	87.0 %	83.1 %	79.9 %		

1.7.2 Terminmarknaden

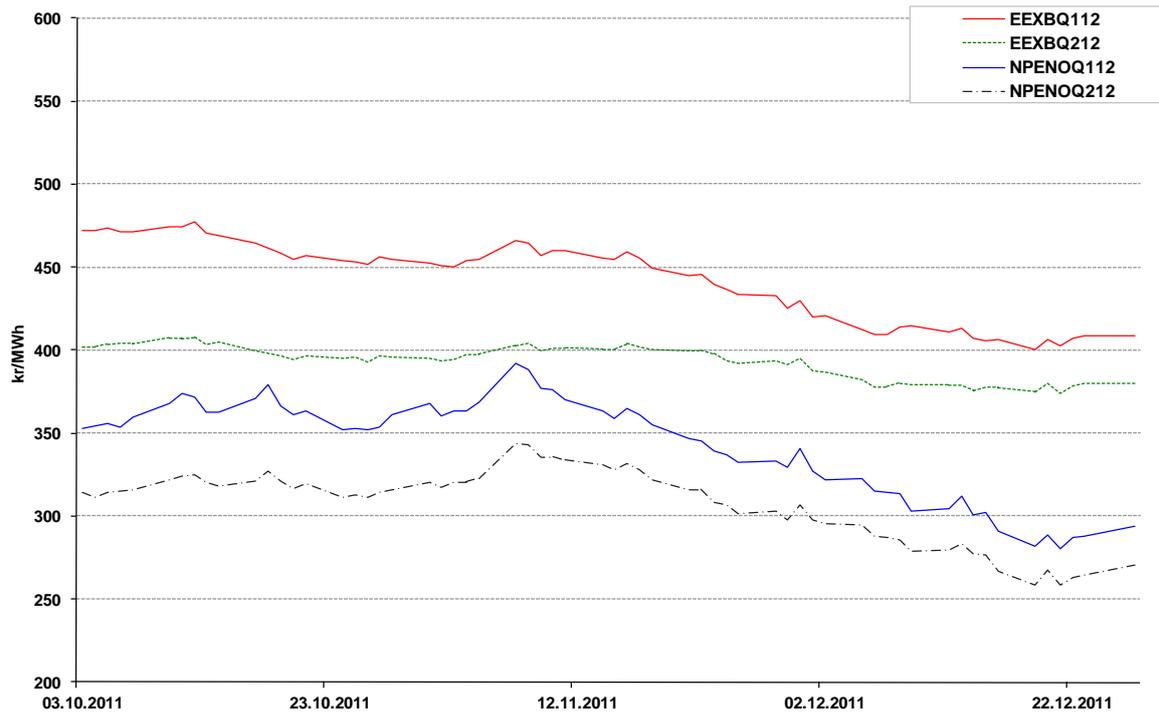
Prisane i den nordiske terminmarknaden blei påverka av dei høge tilsiga og det milde vêret i fjerde kvartal. Vi såg same tendens i tredje kvartal. Svært låge spotprisar til sesongen å vere, pressa dei nordiske terminprisane. Spesielt blei kontraktane nærmast på kurva påverka. Fleire vassmagasin var fulle, og fleire vasskraftprodusentar vart tvungne til å produsere for å unngå spill av vatn.

Prisen på terminkontraktar på Nasdaq OMX med levering i første og andre kvartal 2012 enda på 283 og 262 kr/MWh den siste handledagen i 2011. I starten av kvartalet var prisen på kontrakten for første kvartal 353 kr/MWh, medan prisen på kontrakten for andre kvartal 2012 var 314 kr/MWh. Prisen på førstekvartalskontrakten gjekk altså ned med nesten 20 prosent frå starten til slutten av kvartalet, medan prisen på andrekvartalskontrakten for 2012 gjekk ned med nesten 17 prosent. Snittprisen for desse to kontraktane var i fjerde kvartal 340 og 305 kr/MWh.

Prisen på kontraktane for første og andre kvartal 2012 ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange (EEX) gjekk også ned i løpet av kvartalet. Prisen på førstekvartalskontrakten gjekk ned med 15 prosent frå første til siste handledag. Prisen på kontrakten for andre kvartal gjekk ned med 7 prosent. Dei to kontraktane hadde snittprisar på 441 og 393 kr/MWh. Nedgangen kom i slutten av november, og hang saman med at prisen på CO₂-kvotar gjekk kraftig ned. I perioden var det mykje uro i euroområdet, og lite tru på vekst i industrien.

I figur 1.7.3 ser vi at prisen på kontrakten for både første og andre kvartal på Nasdaq OMX og EEX gjekk ned etter midten av november. Dei nordiske terminkontraktane fall mest.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontraktar i fjerde kvartal 2011, kr/MWh. Kjelde: Syspower



Ein euro kosta i snitt 7,8 kroner i fjerde kvartal 2011, omtrent det same som i kvartalet før. Sidan terminkontraktane på Nasdaq OMX handlast i euro, vil endringar i valutakursen kunne forklare noko av endringane i figurane som omfattar terminkontraktane. Til dømes vil ein høgare kurs påverka verdiane i grafane positivt. Figur 1.7.4. viser utviklinga i euroen sia 2008 og ut 2011.

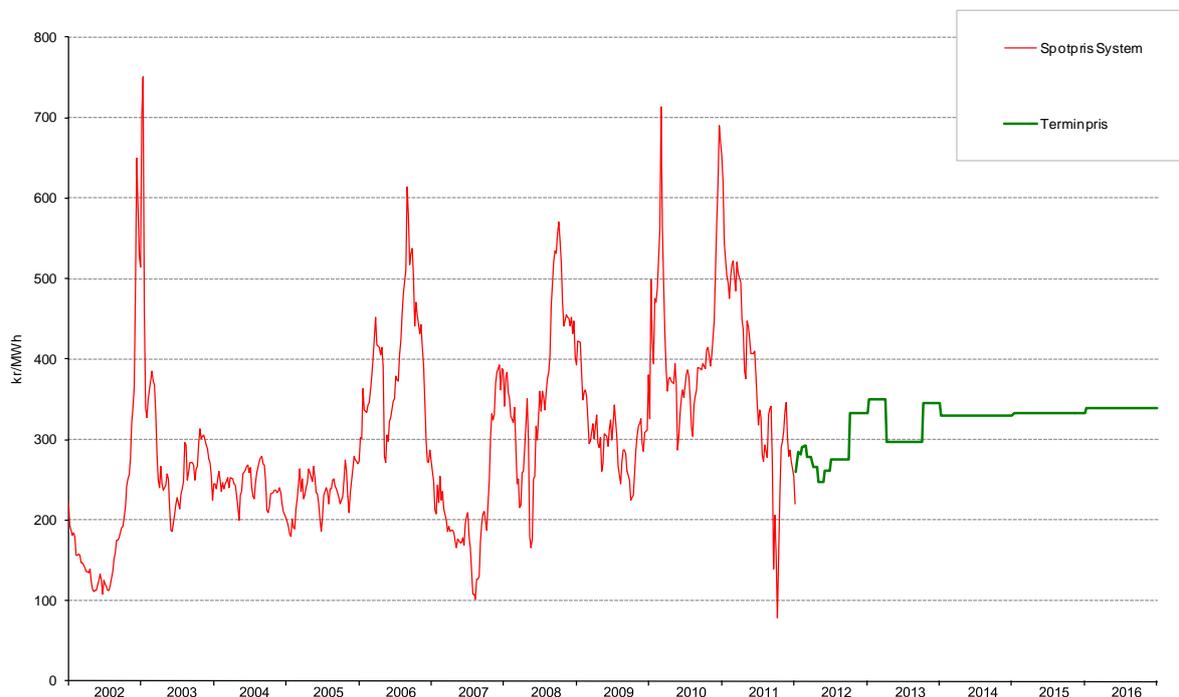
Figur 1.7.4 Valutakurs, norske kroner mot euro. Kjelde: SSB



Figur 1.7.5 viser vekesnitt av den historiske nordiske systemprisen, og terminprisar den siste handledagen i fjerdekvartal 2011. I siste veka i fjerde kvartal var systemprisen på Nord Pool 221

kr/MWh. Den siste handledagen i fjerde kvartal låg terminprisane for resten av vinteren rundt 285 kr/MWh. Terminprisane for neste vinter låg rundt 340 kr/MWh.

Figur 1.7.5 Nordisk systempris og prisar i terminmarknaden, kr/MWh. Kjelde: Nasdaq OMX

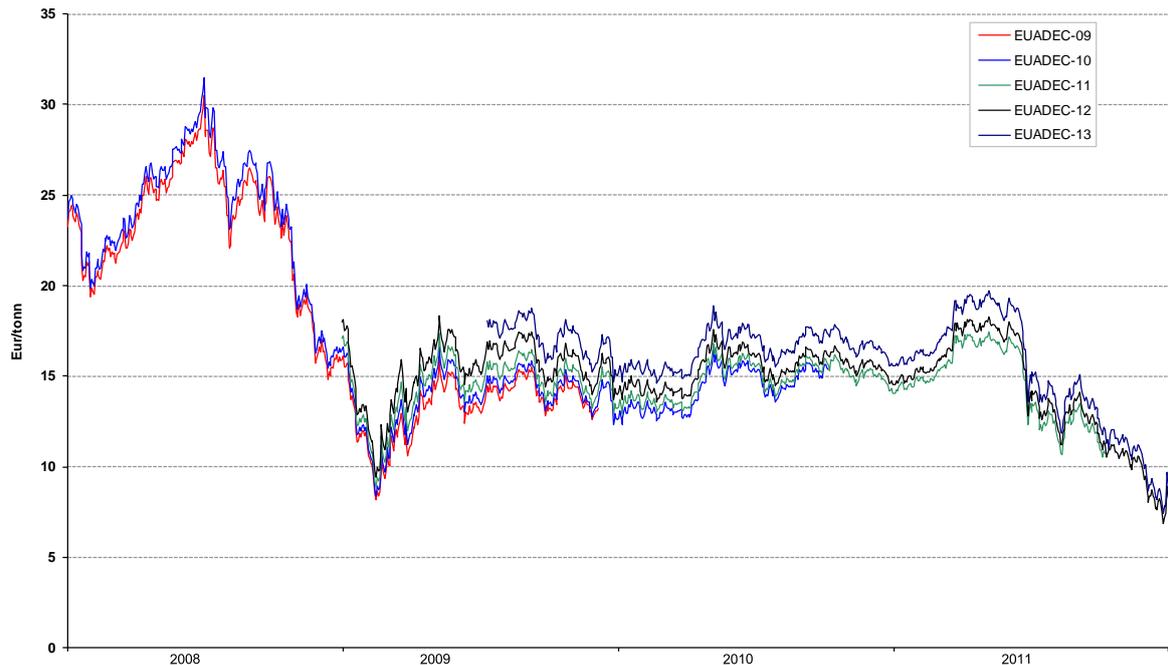


Prisen på CO₂ påverkar prisen på elektrisk kraft då utselepprettane er ein del av kostnadane i termisk kraftproduksjon. I fjerde kvartal kosta ein utselepprett for CO₂ i 2012 i gjennomsnitt 9,5 euro/tonn, ein nedgang på 3,3 euro frå kvartalet før. Gjennomsnittsprisen for utselepprettar for 2013 og 2014 var 10,1 og 10,7 euro/tonn.

På slutten av kvartalet kunne kontrakten for utselepp i 2012 handlast for 7,2 euro/tonn og kontraktane for utselepp i 2013 og 2014 kunne handlast for 7,8 og 8,3 euro/tonn. Dette er om lag 30 prosent lågare enn ved inngangen av kvartalet. Prisen på CO₂-kvotar fekk seg en skikkeleg knekk frå midten av november. Uvissa rundt eurosamarbeidet var stor og trua på vekst i industrien var lita.

Frå midten av 2008 falt prisen på utselepprettar for CO₂ frå omkring 30 euro/tonn til omkring 8 euro/tonn i midten av februar 2009. Det hang saman med lågare kraftforbruk og -produksjon som følgje av finanskrisa. Deretter steig prisen i løpet av våren 2009 til i overkant av 15 euro/tonn, der den haldt seg meir eller mindre stabil ut året. Frå og med andre kvartal 2010 har prisen på utselepp av CO₂ haldt seg på mellom 13 og 20 euro/tonn. I tredje kvartal 2011 var prisane nedi 10 euro/tonn, og i fjerde kvartal gjekk prisane ned til 7 euro/tonn.

Figur 1.7.6 Prisutvikling på utsleppsrettar for CO₂ i EU ETS, euro/tonn. Kjelde: Syspower



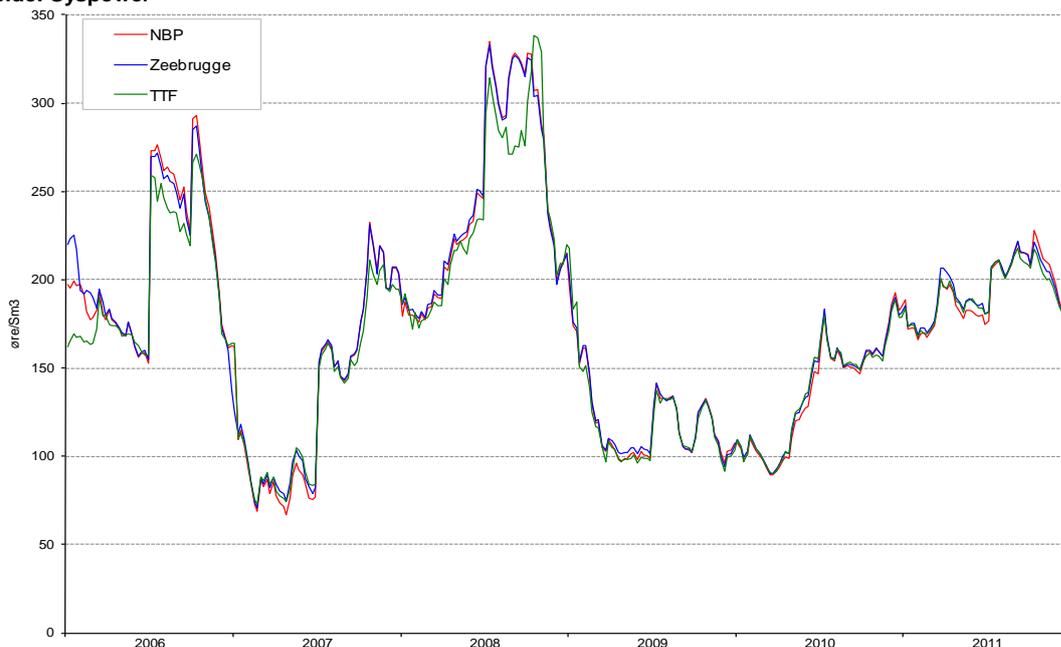
Mot slutten av 2008 fall prisen på naturgass på dei tre største handelsplassane; National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland, betydeleg. Prisnedgangen heldt fram inn i 2009, men så gjekk prisane noko opp igjen. I 2010 gjekk prisane på gass på desse handelsplassane frå rundt 100 øre/Sm³ i først kvartal til over 190 øre/Sm³ i slutten av 2010. Sidan har gassprisane stige. På slutten av tredje kvartal 2011 låg prisane på rundt 207 øre/Sm³, men på slutten av fjerde kvartal var prisen nedi 176 øre/Sm³.

Prisen på gass på NBP gjekk ned frå 228 øre/Sm³ i veke 40 til 176 øre/Sm³ i kvartalet si siste veke. Snittprisen på gass handla på NBP låg på 200 øre/Sm³ i fjerde kvartal. Det er 8 øre lågare enn snittprisen i tredje kvartal.

Tar ein utgangspunkt i eit kraftverk i Storbritannia med ein nytteeffekt på 55 prosent, ville brenselkostnadane for gass handla på spotmarknaden (eksklusiv rørtariff innanlands) i fjerde kvartal vore i snitt 361 kr/MWh. Det er ein nedgang på 18 kr/MWh i forhold til tredje kvartal 2011. Til samanlikning var brenselkostnaden i fjerde kvartal 2010 i snitt 309 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 fjerde kvartal 2011.

Figur 1.7.7 Gassprisar front quarter i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2011, øre/Sm³. Kjelde: Syspower



Prisen på kol gjekk ned i løpet av fjerde kvartal 2011. I veke 40 vart kontrakten for det nærmaste kvartalet (Front Quarter) handla for 119,3 dollar/tonn. Ved utgangen av kvartalet var prisen 111,0 dollar/tonn. Snittprisen i fjerde kvartal enda på 114,7 dollar/tonn, ein nedgang på 10,6 dollar frå kvartalet før.

Med ein kolpris på 114,7 dollar/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport frå Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i eit kolkraftverk som bruker importert kol med 40 prosent nytteeffekt ha vore 211,5 kr/MWh. Til samanlikning var denne kostnaden 206,4 kr/MWh i fjerde kvartal 2010.

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

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



1.8 Sluttbrukarmarknaden

1.8.1 Prisar og kontraktar

Eit mildt vinterkvartal dempa den gjennomsnittlege prisauken på straum for straumkundar i fleire elspotområde, samstundes som nokre elspotområde opplevde ein prisnedgang frå tredje kvartal.

I tabellen til høgre kan ein sjå den gjennomsnittlege prisen inklusiv meirverdiavgift (mva.) for ein spotpriskontrakt med eit antatt påslag på 1,9 øre/kWh, i elspotområda: Aust- (NO1), Sørvest- (NO2), Midt- (NO3) og Vest-Noreg (NO5). I Nord-Noreg (NO4) er prisen oppgitt utan mva. sidan sluttbrukarar i Nordland, Troms og Finnmark har fritak frå denne avgifta på straum.

Tabellen viser også kor mykje prisane for dei ulike kontrakttypane har endra seg frå tredje kvartal 2011 og frå fjerde kvartal 2010.

Spotpriskontraktar (marknadspreskontraktar)

Tabell 1.8.1: Hovudtal frå sluttbrukarmarknaden i fjerde kvartal 2011

Prisar på kontraktar (i øre/kWh)	4. kv. 2011	Endring frå 3. kv. 2011 (øre/kWh)	Endring frå 4. kv. 2010 (øre/kWh)
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	34,5	1,1	-30,0
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	34,5	1,1	-26,1
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	35,2	-3,1	-33,4
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	27,8	-3,0	-26,9
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	33,8	1,3	-30,3
Standard variabel kontrakt	34,7	-7,8	-22,5
1-årig fastpriskontrakt	47,5	-4,3	-10,1
3-årig fastpriskontrakt	48,5	-3,4	-5,4
Omsett volum på ulike kontraktar for hushaldskundar (i prosent av total) ¹	Glidande snitt for 4. kv. 2011 ²	Endring frå 3. kv. 2011 (prosentpoeng)	Endring frå 3. kv. 2010 (prosentpoeng)
Spotpriskontrakt (marknadspreskontrakt)	54,9 %	-1,1 %	-1,3 %
Fastpriskontrakt	6,9 %	0,8 %	2,5 %
Variabel kontrakt	38,2 %	0,3 %	-1,3 %
Omsett volum på ulike kontraktar for næringskundar (i prosent av total)	Glidande snitt for 4. kv. 2011 ²	Endring frå 3. kv. 2011 (prosentpoeng)	Endring frå 3. kv. 2010 (prosentpoeng)
Spotpriskontrakt (marknadspreskontrakt)	72,2 %	3,2 %	3,0 %
Fastpriskontrakt	9,6 %	2,2 %	2,6 %
Variabel kontrakt	18,2 %	-5,4 %	-5,6 %

Ein spotpriskontrakt er i hovudsak ein kontrakt som følger områdeprisen på marknadsplassen for kraftomsetning i Norden, Nord Pool Spot. I tillegg kjem eit påslag per kWh og/eller eit fastledd per månad eller år. På Konkurransetilsynet si heimeside finn ein spotpriskontraktar som basert på Nord Pool Spot sin flate gjennomsnittlege månadspris. Spotpriskontraktane på Konkurransetilsynet si heimeside representerer omlag 30% av alle kontraktane tilbode til hushaldskundar, og ved utgangen av

¹ Oversikta over kva slags kontrakttypar hushalda vel er henta frå ei utvalsundersøking gjennomført av Statistisk sentralbyrå (SSB), basert på informasjon frå 50 av kraftleverandørane i sluttbrukarmarknaden.

² Det glidande snittet for omsett volum tar for seg snittet av dei fire siste kvartala. Det vil seie at for fjerde kvartal viser ein snittet av perioden første kvartal 2011 til og med fjerde kvartal 2011.

fjerde kvartal fann ein 55 spotpriskontraktar frå 45 forskjellige leverandørar. Av desse 55 spotpriskontraktane var 18 tilbode i over 400 kommunar i Noreg¹.

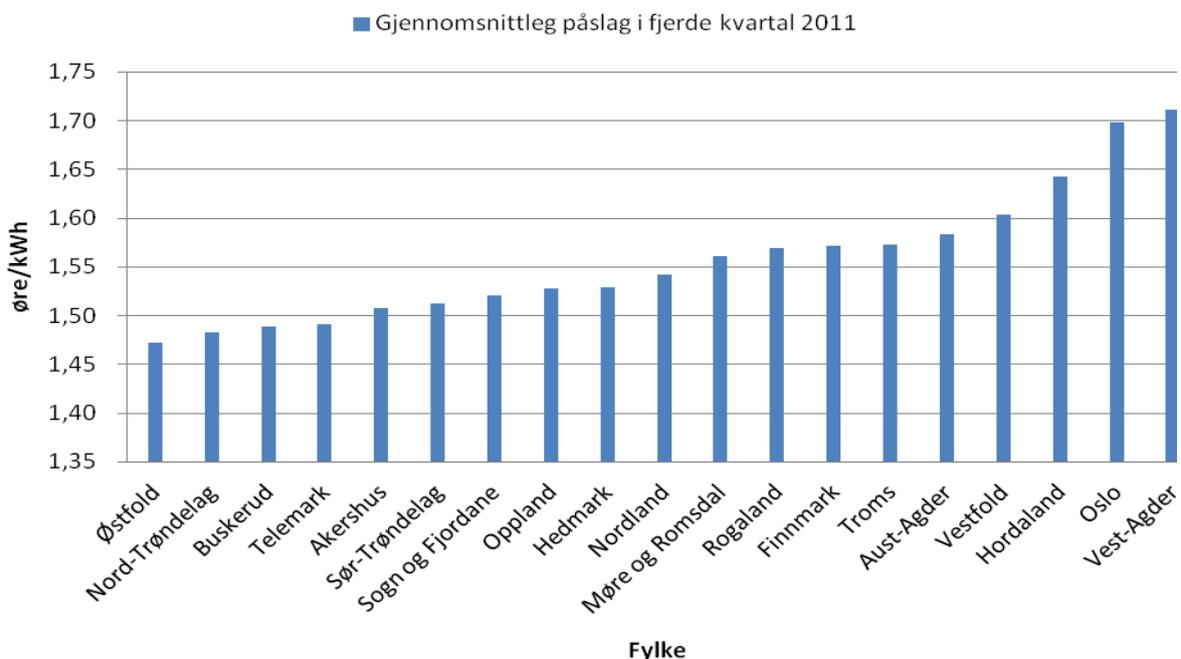
Det finst fleire kraftleverandørar i Noreg som tilbyr spotpriskontraktar til sluttbrukarar, men fleire av desse nyttar ein anna reknemetode for å berekne straumkostnaden for sluttbrukarane. Det vert t.d. nytta eit veid gjennomsnitt av prisen på Nord Pool Spot. Den veide gjennomsnittsprisen vil ofte vere høgare, enn eit flat gjennomsnitt, då prisane ofte er høge når straumforbruket også er høgt. Kostnadsskilnaden mellom ein veid gjennomsnittspris og ein flat gjennomsnittspris vil vere avhengig av kor stor prisskilnad det har vore mellom dei ulike timane på døgnet den aktuelle månaden.

Som tabellen viser var gjennomsnittsprisen i fjerde kvartal i Sørvest- og Aust-Noreg på 34,5 øre/kWh, tilsvarande ein auke på 1,1 øre/kWh frå kvartale før i begge områda. Prisen i Vest-Noreg auka med 1,3 øre/kWh til 33,8 øre/kWh. I Midt-Noreg var gjennomsnittsprisen 35,2 øre/kWh, tilsvarande ein nedgang på 3,1 øre/kWh. Nord-Noreg hadde den lågaste gjennomsnittlege marknadsprisen, 27,8 øre/kWh, ned 3,0 øre/kWh. Den låge prisen i Nord-Noreg, samanlikna med dei andre elspotområda i Noreg, kjem i hovudsak av fritaket på mva.

Påslag på spotpriskontrakt

Påslaget på spotpriskontraktar viser kor mykje ein kraftleverandør tar betalt i tillegg til spotprisen frå Nord Pool Spot. I figur 1.8.1 kan ein sjå korleis det gjennomsnittlege påslaget var i dei ulike fylka i Noreg ved utgangen av fjerde kvartal. Påslaget har ikkje endra seg sidan 2010, men kjem truleg til å gjere det dei kommande åra som følgje av elsertifikatorordninga. Figuren tek utgangspunkt i kraftleverandørar som tilbyr spotpriskontraktar på Konkurransetilsynet si heimeside. Skilnaden mellom påslaga tilbode i det dyraste og det billigaste fylket er, med eit forbruk på 20 000 kWh per år, omlag 50 kr per år.

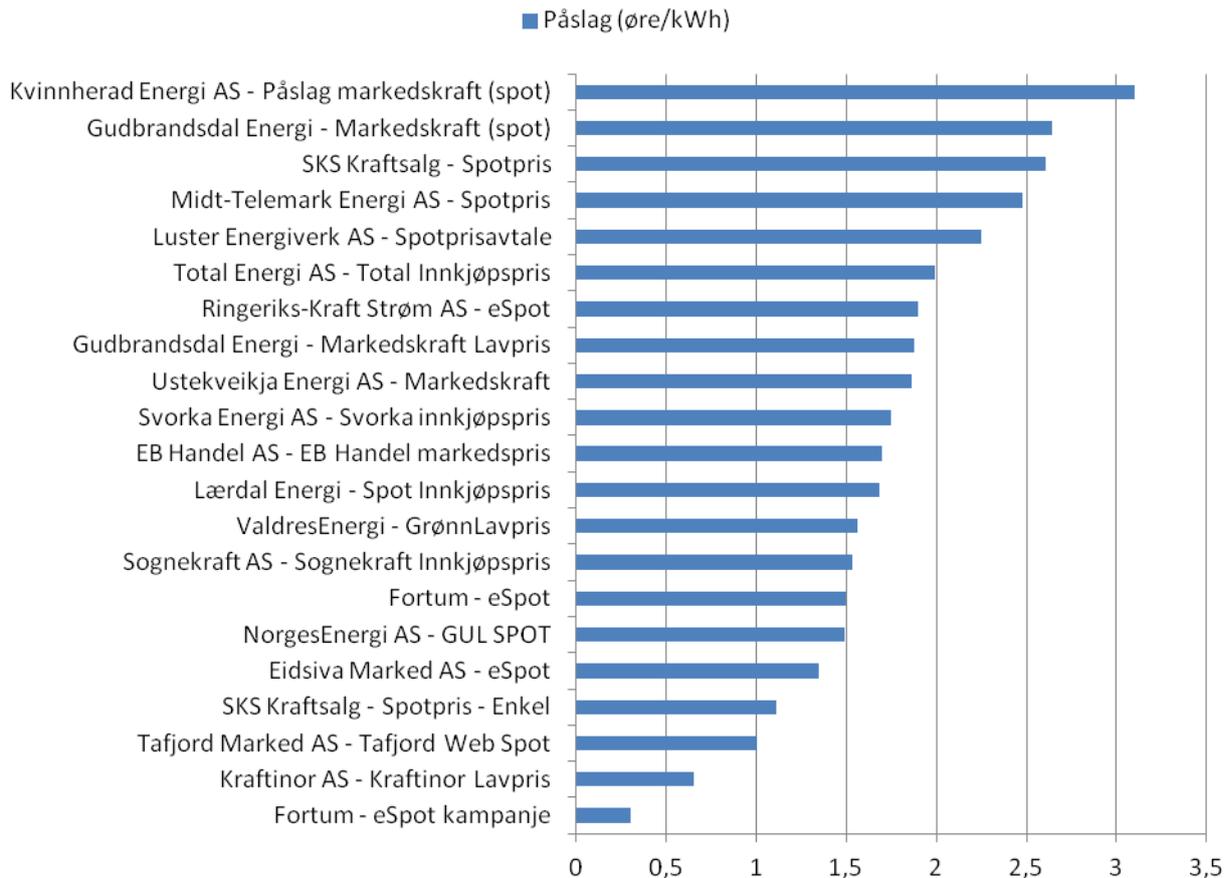
Figur: 1.8.1 Gjennomsnittleg påslag på spotkontraktar registrert hos Konkurransetilsynet, øre/kWh inkl. mva. Påslaget er rekna ut etter eit antatt årleg snittforbruk på 20 000 kWh.



¹ Det finst fleire kraftleverandørar og spotpriskontraktar i Noreg som tilbyr straum til sluttbrukarar, men for å gjere kraftkontraktane samanliknbare har Konkurransetilsynet vald å berre vise kontraktar som tilfredstiller enkelte krav. For meir informasjon om krava Konkurransetilsynet stiller, se www.kt.no

I figur 1.8.2 kan ein sjå ei oversikt over påslaga på marknadsprisen for alle kraftleverandørane som ifølgje Konkurransetilsynet si kraftprisoversikt leverte straum i Oslo i veke 52 i 2011. Sidan nokre kontraktar har eit påslag per kWh, medan andre har eit påslag som ein fast sum per månad, år eller begge deler, kan det av og til vere vanskeleg å samanlikne dei ulike kontraktane. I figuren er det derfor rekna ut eit påslag i øre per kWh for ein kunde med eit forbruk på 20 000 kWh per år for lettare å kunne samanlikne.

Figur: 1.8.2 Påslag på spotpriskontrakt per kWh for spotpriskontraktane tilbode for hushaldskundar i Oslo (elspotområde NO1). Påslaget er rekna ut etter eit antatt årleg snittforbruk på 20 000 kWh. Oversikta er frå veke 52 i 2011. Kjelde: Konkurransetilsynet



Figur 1.8.1 og figur 1.8.2 viser at trass i at prisskilnaden mellom dei ulike fylka i gjennomsnitt ikkje er stor, kan dei som tilbyr kontraktar i kvart enkelt fylke ha store skilnader i påslaget. Tek ein t.d. kontraktar som er tilbode i Oslo finn ein at den rimelegaste kontrakten har eit påslag på 0,3 øre/kWh, medan den dyraste har eit påslag på 3,1 øre/kWh. Det vil seie at dersom ein nyttar 20 000 kWh per år, vert kostnadsskilnaden mellom den billegaste og den dyraste kontrakten 560 kr per år.

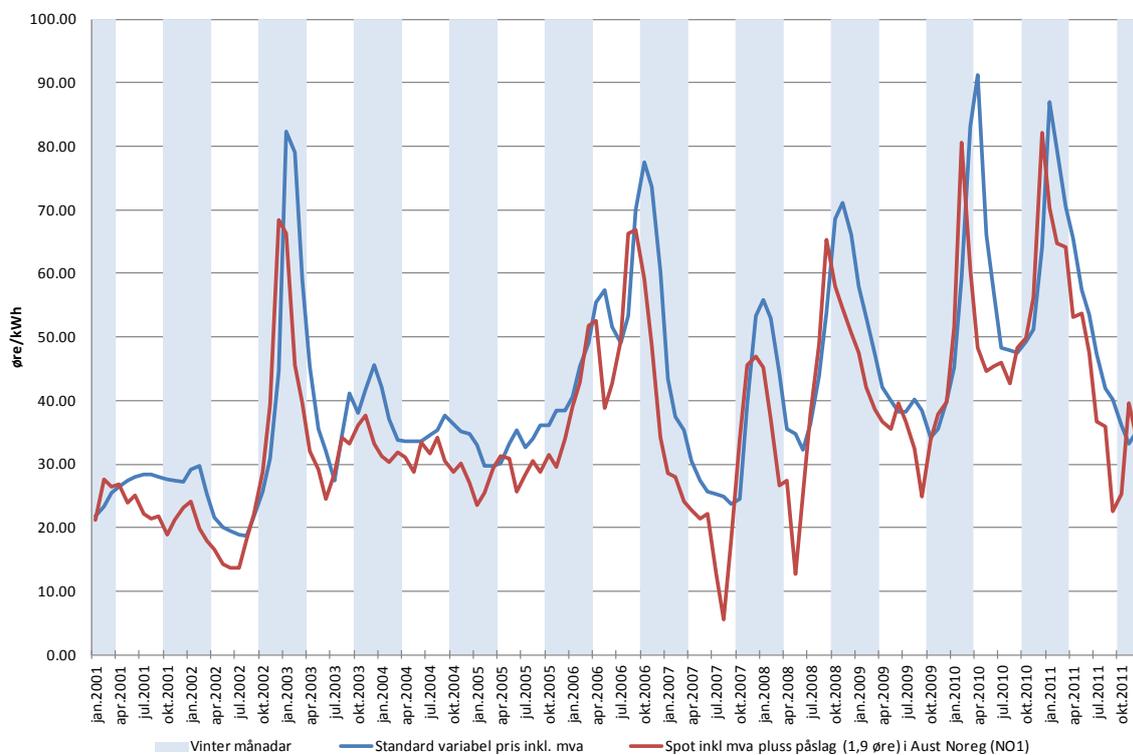
Standardvariabelkontrakt

Gjennomsnittet av standardvariabelkontraktane tilbode frå eit utval leverandørar som tilbyr kontraktar i fleire enn ti kommunar, hadde i fjerde kvartal 2011 ein gjennomsnittspris på 34,7 øre/kWh inkl. mva. Den gjennomsnittlege prisen på desse utvalde kontraktane falt dermed 7,8 øre/kWh frå tredje kvartal 2011 og 22,5 øre/kWh frå same kvartal i 2010. Det medfører ein nedgang i kraftpriskostnaden på omlag 390 kr frå tredje kvartal 2011, dersom ein legg til grunn eit forbruk på 5 000 kWh per kvartal, for ein gjennomsnittleg forbrukar med ein gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt.

I frå tabell 1.8.1 ser ein at ein gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt ligg høgare i pris enn dei gjennomsnittlege spotpriskontraktane i heile Noreg. Ein må likevel hugsast at standardvariabelkontrakten som er lagt til grunn her er basert på eit gjennomsnitt av eit lite utval av kontraktar. Derfor finst det også kontraktar som naturleg nok både har vore billigare og dyrare enn dette gjennomsnittet.

Figur 1.8.3 samanliknar den gjennomsnittlege prisen på ein standardvariabelkontrakt tilbode av dominerande leverandørar i eit utval av dei største nettområda i Noreg med spotpriskontrakten for Aust-Noreg. Figuren viser korleis prisen på dei to kontraktane har endra seg over meir enn ti år (frå januar 2001 fram til september 2011). Frå figuren kan ein sjå at over dei siste ti åra har den månedlege gjennomsnittsprisen for marknadspriskontrakten stort sett vore lågare enn tilsvarende pris på gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt.

Figur: 1.8.3 Utviklinga i ein månedleg gjennomsnittleg straumpris (nominell) for ein spotprisbasert kontrakt og ein gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt (nominell). Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



Fastpriskontraktar

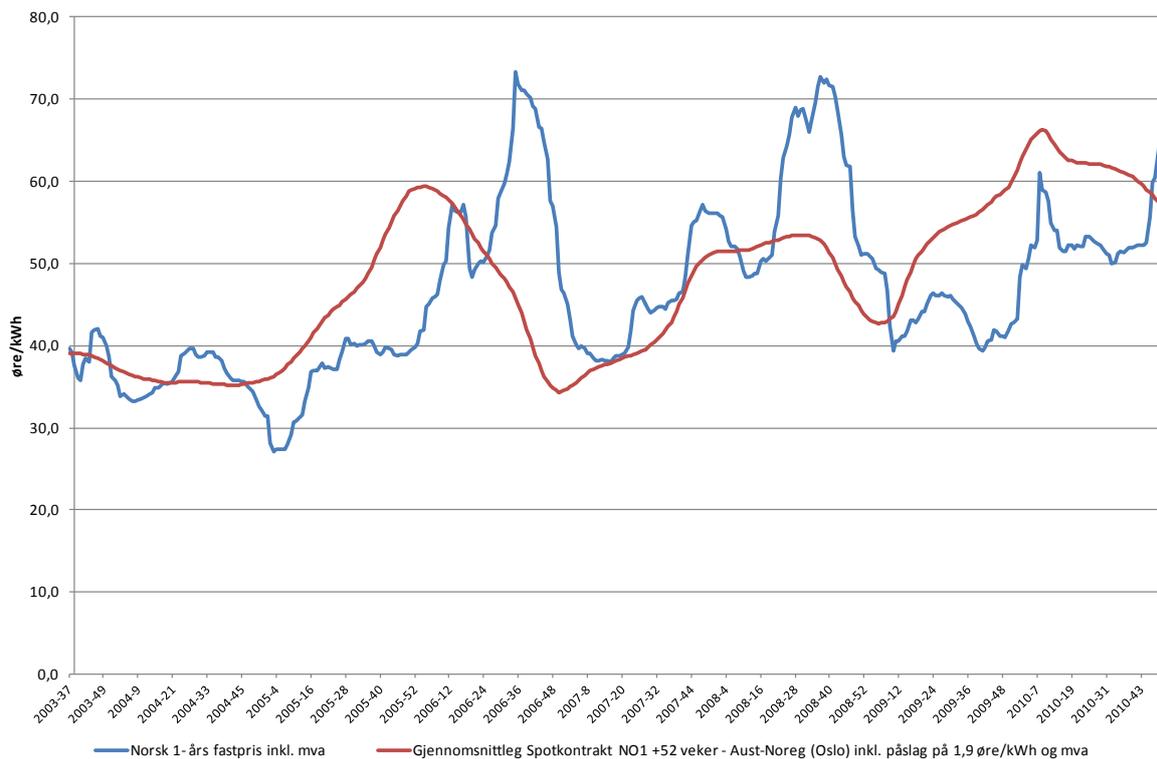
Dei gjennomsnittlege prisane på fastpriskontraktar med ei avtaletid på eitt år fall frå tredje til fjerde kvartal i 2011 med 4,3 øre/kWh til 47,5 øre/kWh inkl. mva. Fastpriskontraktar med ei avtaletid på tre år fall 3,4 øre/kWh til 48,5 øre/kWh. Fastpriskontraktane med avtaletid eitt år og tre år var i gjennomsnitt høvesvis 10,1 øre/kWh og 5,4 øre/kWh lågare enn i fjerde kvartal 2010.

Tabell 1.8.1 viser også korleis samansettinga av det totale forbruket i hushaldsmarknaden er fordelt på ulike typar kontraktar. I fjerde kvartal 2011 viser tal frå SSB at 54,9 prosent av dei norske hushalda hadde ein marknadsprisbasert straumpriskontrakt, medan 38,2 prosent hadde ein variabel kontrakt. Dei resterande 6,9 prosentane hadde valt ein fastpriskontrakt. Samanlikna med fjerde kvartal i fjor inneber det ein auke i volumet omsett på fastpriskontraktar. I same periode har det også vore eit lågare volum omsett på marknadspriskontrakt og variabelpriskontrakt.

I figur 1.8.4. er ein gjennomsnittleg fastprisavtale samanlikna med ein spotprisavtale for Aust-Noreg. Prisen for spotprisavtalen er berekna som eit gjennomsnitt av prisen den veka fastprisavtalen vart tilbydd og prisane 52 veker fram i tid. Ein kan såleis samanlikne når det har vore historisk lønsamt å teikne ein fastprisavtale på eit år. Den kontrakten som ligg lågast i figuren har til ei kvar tid vore rimelegast.

Når ein skal velje fastprisavtale er det viktig å vere klar over at prisdifferansen mellom ein fastprisavtale og ein spotprisavtale er avhengig av den til ei kvar tid gjeldande marknadssituasjonen. Det er vanskeleg å føresjå denne eitt år fram i tid.

Figur: 1.8.4 Historisk oversikt over lønsemd ved å teikne ein gjennomsnittleg fastprisavtale med eitt års avtaletid kontra ein spotprisavtale i Aust-Noreg. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE



Prisutvikling

Figur 1.8.5 samanliknar gjennomsnittsprisen for standardvariabelkontrakt tilbode i over ti kommunar med spotprisavtalar i Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg, frå fjerde kvartal 2010 til og med fjerde kvartal 2011.

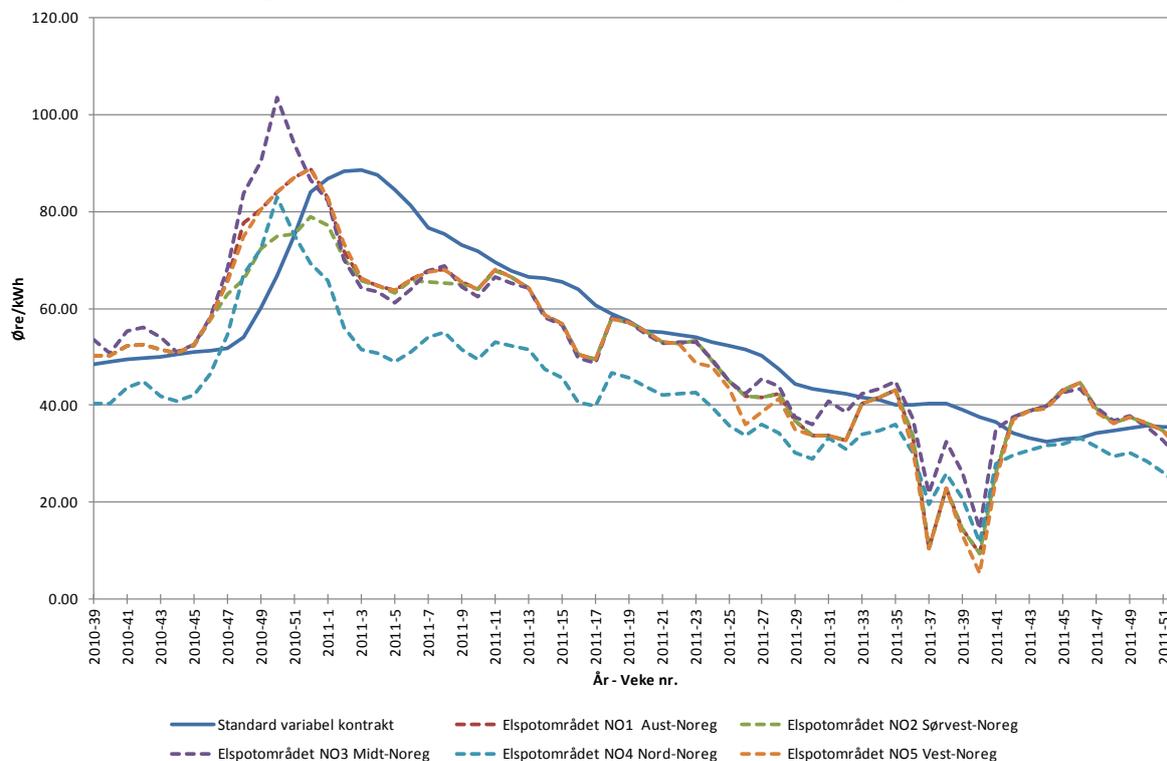
Av figuren kan ein sjå at prisen på standardvariabelkontrakt¹ var høgare i byrjinga av fjerde kvartal, medan den gjennomsnittlege standardvariabelkontrakten har vore billigare dei to siste månadane i fjerde kvartal 2011. Det gjer at skilnaden mellom ein standardvariabelkontrakt og spotprisavtale har vore liten.

Figuren syner også at spotprisavtalane er meir volatile enn standard variabel kontrakt. Årsaka til dette er at standardvariabelkontrakt ikkje er direkte knytt til marknadsprisen på Nord Pool Spot. Dei fleste sluttbrukarane har rettnok per i dag ikkje timemålarar, og vert derfor avrekna ut frå den månadlege gjennomsnittsprisen på Nord Pool Spot, sjølv om dei er knytt til ein

¹ Prisen på standardvariabelkraftpris varierer med kraftmarknadssituasjonen. Leverandørane av slike kontraktar pliktar å informere om eventuelle prisendringar 14 dagar før dei trer i kraft.

spotpriskontrakt. Straumprisen deira kan såleis vere mindre volatil enn vekeprisane. Som følge av dette kan ein ikkje fastslå at sluttbrukarar med spotpriskontraktar, som ikkje har timemålar, vert eksponert for så mykje større risiko enn kundar med standardvariabelkontrakt (figur 1.8.3 samanliknar den månadlege gjennomsnittsprisen for ein gjennomsnittleg standardvariabelpriskontrakt og ein spotpriskontrakt).

Figur: 1.8.5 Gjennomsnittlege vekeprisar frå fjerde kvartal 2010 til og med fjerde kvartal 2011 for standard variabel kontrakt og spotpriskontrakt i Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg, inkl. eit påslag på 1,9 øre/kWh. Alle prisar, unntake prisen i Nord-Noreg, er inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE

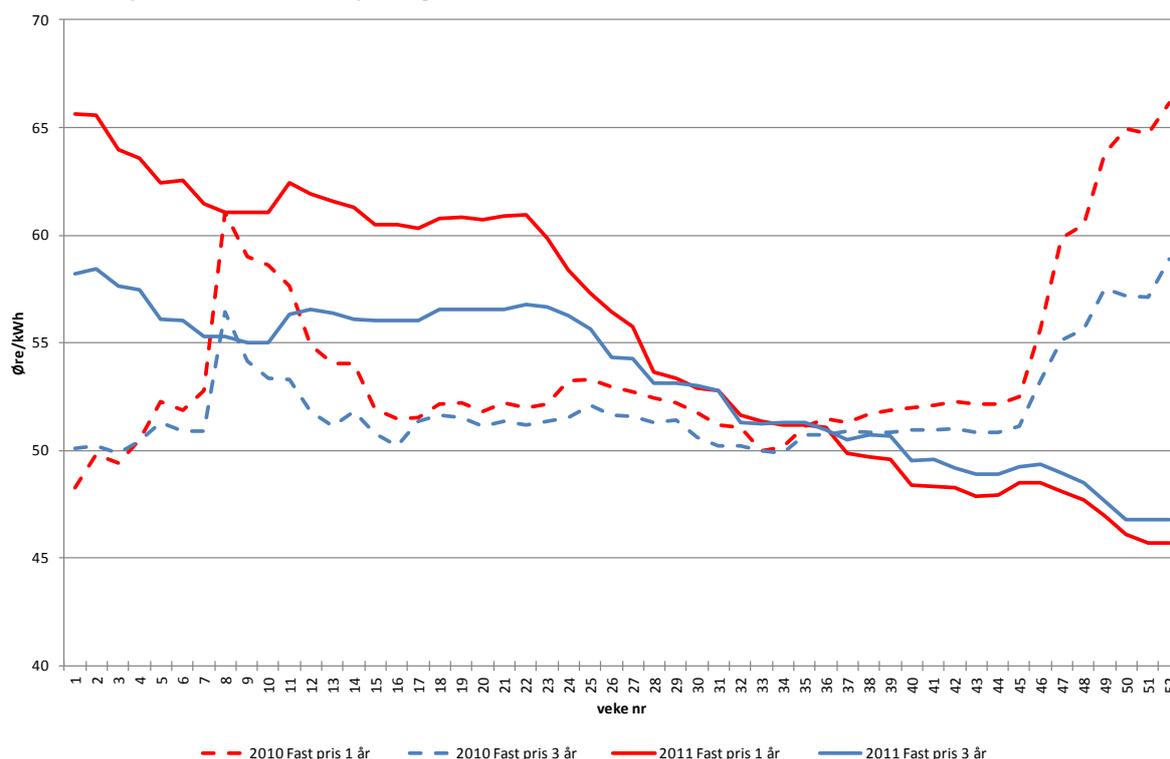


Figur 1.8.6 viser prisutviklinga til eit gjennomsnitt av eitt- og treårige fastpriskontraktar i 2010 og 2011. Dei gjennomsnittlege fastpriskontraktane på eitt og tre år legg til grunn eit forbruk på 20 000 kWh¹.

Dei gjennomsnittlege prisane for fastpriskontraktane fall i løpet av fjerde kvartal 2011. Ein kan òg sjå at fastpriskontraktane no ligg på eit lågare nivå enn kva dei gjorde til same tid i fjor. Dei låge prisane kjem i hovudsak av at ressursituasjonen i vasskraftsystemet var langt betre i fjerde kvartal 2011 samanlikna med same tid i 2010.

¹ Dersom ein har eit lågare forbruk vil den gjennomsnittlege prisen for ein fastprisavtale i øre/kWh ofte vere høgare.

Figur: 1.8.6 Prisutvikling for eitt- og treårige fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år i 2010 og 2011. Prisane er inkl. mva. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE.



1.8.2 Leverandørskifte

Bakgrunn

Som eit ledd i arbeidet med å undersøkje om kraftmarknaden fungerer tilfredsstillande har NVE sidan 1997 gjort kvartalsvise undersøkingar av leverandørskifte. Frå 1999 vart undersøkinga utvida frå berre å omfatte hushaldskundar til òg å inkludere næringskundar. Frå og med fjerde kvartal 2004 er nettselskapa òg bedne om å rapportere om marknadsdelar for dei fem største leverandørane i nærings- og hushaldsmarknaden. I fjerde kvartal 2011 er statistikken utvida frå 28 til 421 nettselskap.

Dei 42 nettområda omfatta i fjerde kvartal 85 prosent av hushaldsmarknaden. For 2011 er det totale talet på abonnement knytt til hushald, fritidsbustadar og hytter utrekna til 2 417 502. Nøkkeltala i fjerde kvartal for leverandørskiftestatistikken i hushaldsmarknaden er derfor skalert opp med 1,18 for å representere heile landet.²

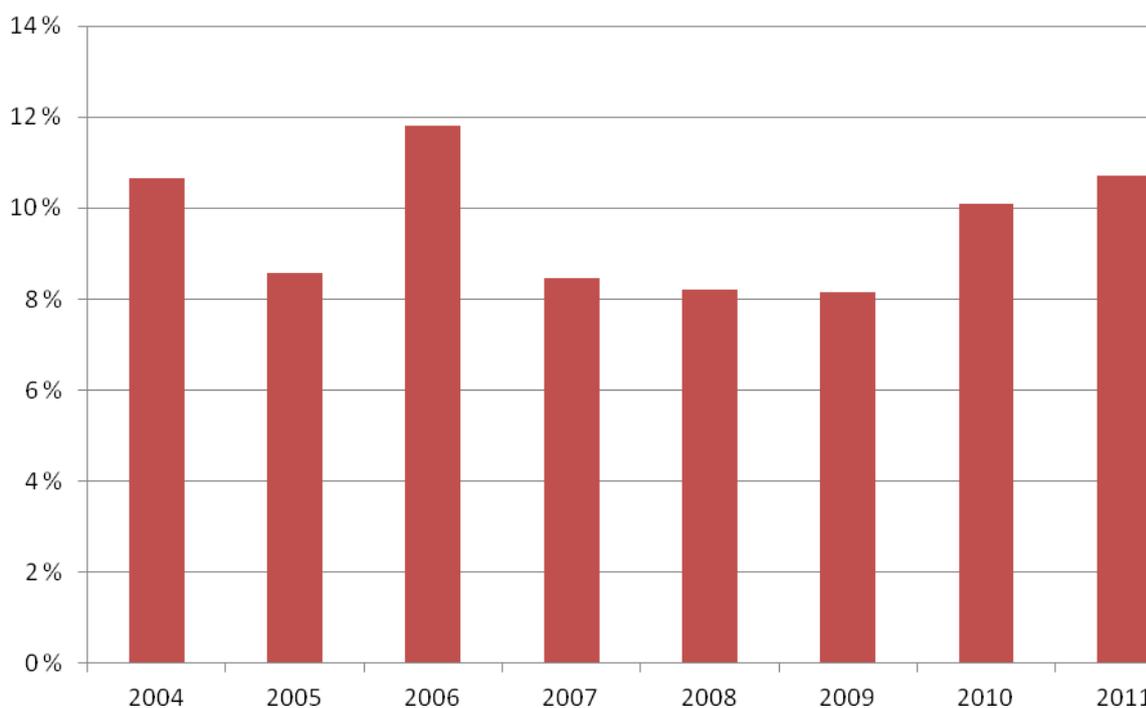
¹ Utvalet består per i dag av dei 42 nettselskapa med meir enn 10 000 sluttbrukarar. Utvalet treng ikkje vere statistisk representativt. Utvalet er gjort ut ifrå ei vurdering av at mindre nettselskap har avgrensa ressursar til å drive denne type rapportering. Dersom det er slik at kundar i mindre nettområde er meir lojale mot ein lokal leverandør, vil dei skalerte tala i undersøkinga gje for høge estimat, men dersom det motsette er tilfelle vil estimata bli for låge.

² Talet på leverandørskifte er skalert opp med utgangspunkt i talet på hushaldsabonnentar i Noreg i samordning med økonomisk teknisk rapportering. For 2011 nyttar NVE eit estimat for talet på hushaldsabonnentar i Noreg, og talet på leverandørskifte er derfor foreløpige og kan verte endra seinare.

Kraftmarknaden og leverandørskifte

I dag kan hushaldskundar velje kraftleverandør heilt fritt. Sjølv om kundane står fritt til å velje kraftleverandør og kontrakt, viser tal frå leverandørskifteundersøkinga at ikkje meir enn i overkant av 11 prosent skifta kraftleverandør i 2011. Figur 1.8.7 viser prosentvis leverandørbyte blant hushaldskundar i dei utvalde nettområda frå 2004 til og med 2011. Som ein kan sjå var det fleire som byta leverandør i 2011 enn i 2010.

Figur 1.8.7: Historisk utvikling i leverandørskifte for hushaldskundar i Noreg frå 2004 til 2011. Kjelde: NVE



Leverandørskifte i hushaldsmarknaden

I fjerde kvartal har NVE sendt eit brev til alle nettselskap i leverandørskifteundersøkinga og presisert kva som skal tolkast som eit leverandørskifte. NVE antar at presiseringane vil gjere tala frå leverandørskifteundersøkinga betre, meir robuste og meir samanliknbare framover i tid.

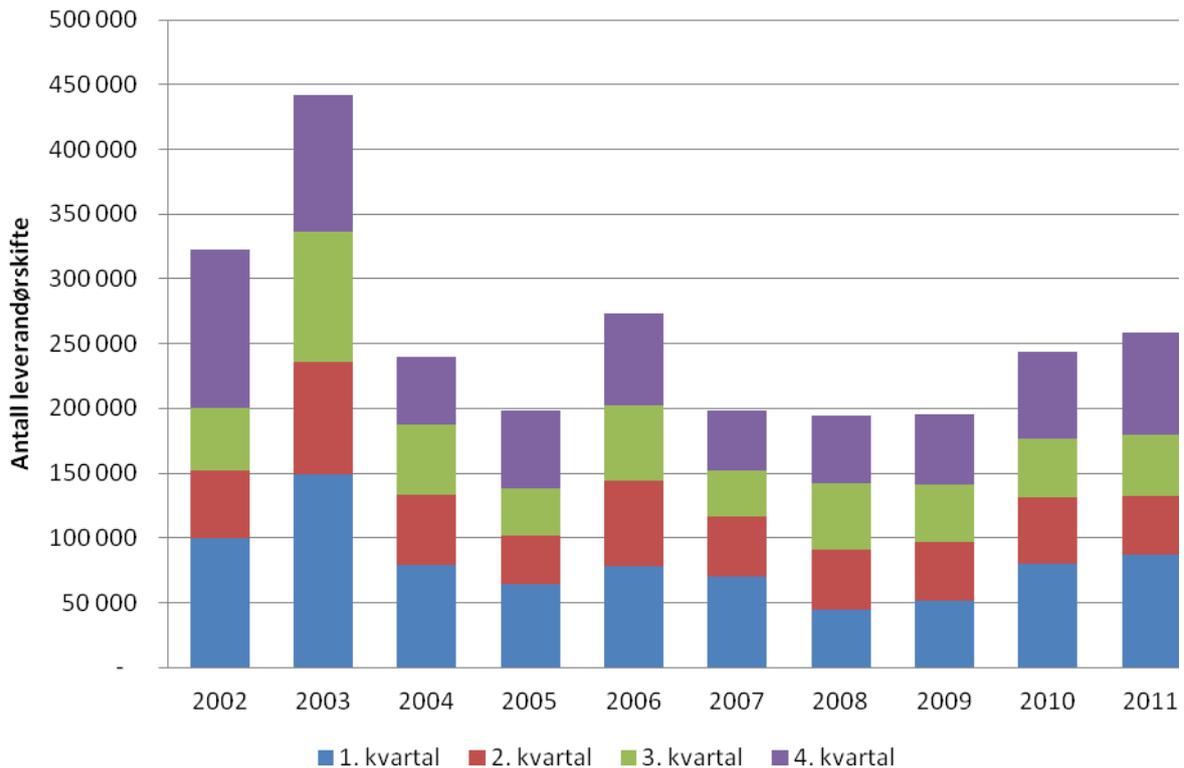
78 900 hushald valde å skifte leverandør i fjerde kvartal 2011. Det er det høgaste talet på leverandørskifte i fjerde kvartal sia 2003. For 2011 sett under eit har det vore fleire leverandørskifte enn på fem år. Samanlikna med tredje kvartal er det 61 prosent fleire byte. Samanlikna med fjerde kvartal i 2010, auka leverandørskifta innanfor hushaldssektoren med 18 prosent. Forklaringa på dette kan vere samansett, men ei plausibel forklaring er at i periodar med høge prisar, kan skilnaden i pris mellom dei ulike kontrakttypene auke. Då vil det vere mogleg å tene pengar på å skifte leverandør. Det same gjeld når marknadsprisane er låge og nokon leverandørar er treige med å setje ned prisane. Skilnaden mellom dei ulike kontrakttypene kan såleis auke. Ei anna medverkande og forsterkande årsak kan vere at det i periodar med høge eller låge kraftprisar generelt sett er større mediemerksemd rundt kostnader på kraft og moglegheitene for å skifte kraftleverandør.

Av figur 1.8.8 kan ein sjå utviklinga i talet på leverandørskifte i hushaldsmarknaden per år. Figuren har òg ei inndeling i talet på skifte fordelt på dei fire kvartala kvart år. Som ein kan sjå av figuren var 2002 og 2003 to år med mange leverandørskifte, medan utviklinga har vore nokolunde stabil sidan, med unntak av 2006. Både 2010 og 2011 skil seg ut frå dei tre føregåande åra med eit høgt tal på leverandørskifte. Spesielt skil første og fjerde kvartal seg ut med mange leverandørskifte. Forklaringa

på dette kan vere at det var uvanleg høge kraftprisar i første og fjerde kvartal 2010, samt i første kvartal 2011. I tillegg har dei uvanleg låge prisane i fjerde kvartal 2011 også bidrege til det høge talet på leverandørskifte, samt meir merksemd i media om byte av leverandør. Ei anna hending som òg kan ha påverka talet på leverandørskifte er at Vitel gjekk ut av marknaden i første kvartal 2010, slik at kundane deira var nøydde til å velje ny leverandør.

Det totale talet på leverandørskifte i hushaldsmarknaden i perioden 1. januar 1995 til 31. desember 2011 er 2 806 600.

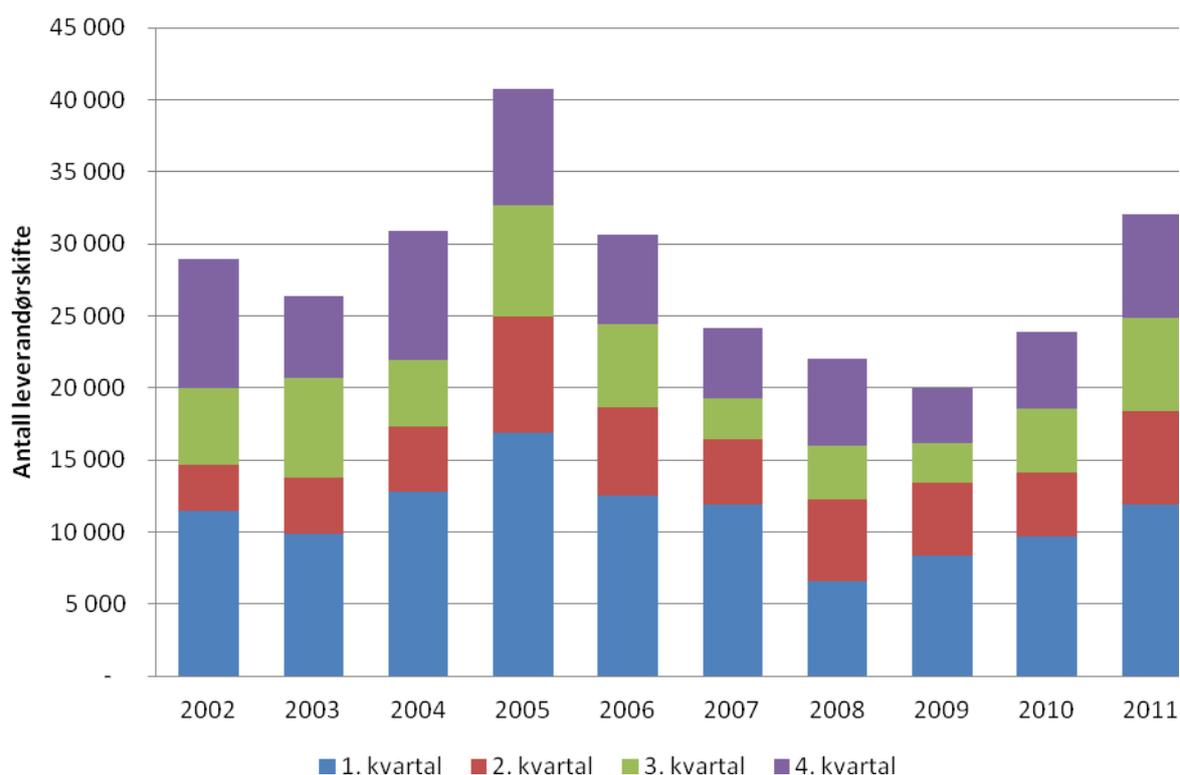
Figur 1.8.8: Talet på leverandørskifte per år og kvartal i hushaldsmarknaden. Kjelde: NVE



Leverandørskifte i næringsmarknaden

For næringsmarknaden baud fjerde kvartal 2011 på 7 200 leverandørskifte. Det svarer til ein oppgang på 11 prosent frå tredje kvartal, då ein hadde 6 500 leverandørskifte. Samanlikna med fjerde kvartal i 2010, auka leverandørskifta innanfor næringssektoren med 36 %. Av figur 1.8.9 kan ein sjå at for næringsmarknaden er 2011 det året med flest leverandørskifte sidan 2005. Ei naturleg forklaring på det kan igjen vere at prissvingingane i 2011 har vore større enn normalt.

Figur 1.8.9. Talet på leverandørskifte per år og kvartal i næringsmarknaden



1.8.3 Marknadsdelar

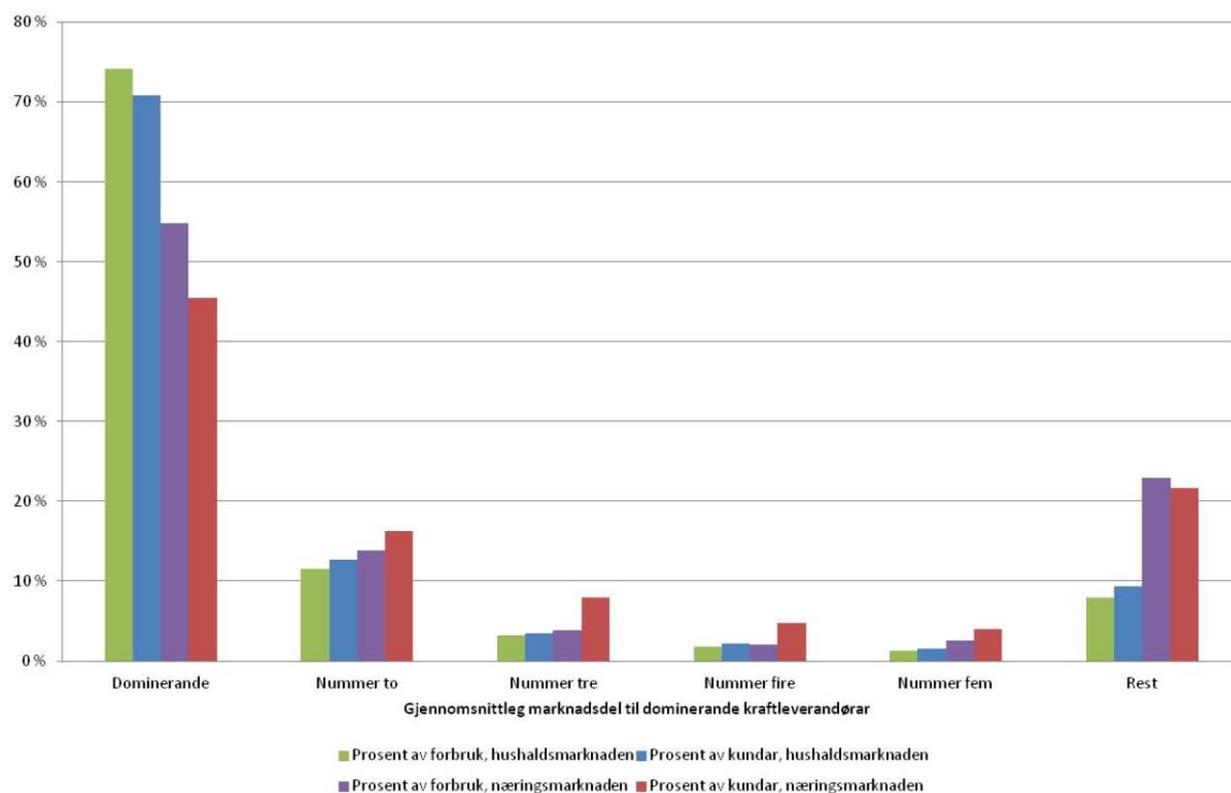
Både i hushalds- og næringsmarknaden har dei fleste leverandørar ein vesentleg marknadsdel i berre eitt nettområde, som oftast i nettområdet til det integrerte nettselskapet, og eventuelt i nokre få tilgrensande nettområde. Ein nyttar derfor gjennomsnittleg marknadsdel for dei fem største leverandørane i kvart nettområde, som ein av fleire indikatorar på kor høg konkurransen i hushaldsmarknaden er. Figur 1.8.10 viser kor stor del av kundar og forbruk dei fem største leverandørane i snitt hadde innafor kvart nettområde i fjerde kvartal 2011.

Når det gjeld storleiken på marknadsdelane finn vi relativt stor spreing mellom dei ulike nettområda. Den lågaste marknadsdelen i fjerde kvartal 2011 for ein dominerande kraftleverandør i hushaldsmarknaden, målt i omsett kraftvolum, var 18 prosent, medan den høgaste marknadsdelen var 97 prosent. Gjennomsnittleg marknadsdel i hushaldsmarknaden målt i omsett kraftvolum var 71 prosent.

Høgaste marknadsdel målt i omsett kraftvolum for ein dominerande leverandør i næringsmarknaden var 91 prosent. Den lågaste marknadsdelen var 14 prosent. I snitt var marknadsdelen 45 prosent.

Den gjennomsnittlege delen av kundar som tilfall den dominerande leverandøren var for hushalds- og næringsmarknaden på høvesvis 74 og 55 prosent.

Figur 1.8.10. Gjennomsnittleg marknadsdel for dei fem dominerande leverandørane i fjerde kvartal 2011. Kjelde: NVE

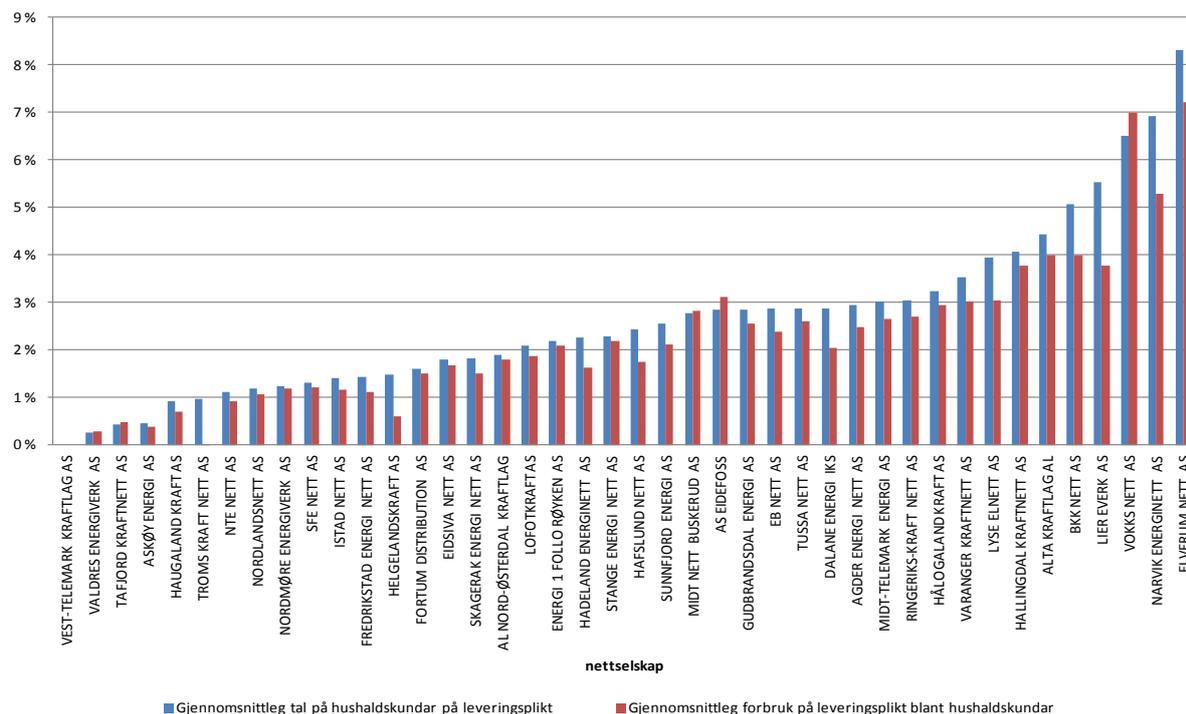


Leveringsplikt

Nokre kundar har ikkje sjølv valt kraftleverandør. Desse får, som følgje av leveringsplikta, levert kraft frå nettselskapa i det nettområdet dei bur. Kraftprisen for kundar på leveringsplikt er regulert dei første seks vekene. Prisen skal då settast lik elspotprisen i området pluss eit påslag på maksimalt 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 mellombels ordning, og over tid skal ho derfor vere dyrare enn ein marknadsbasert kraftavtale i området. Likevel er det ein tendens til at nettselskapa har relativt mange kundar på leveringsplikt.

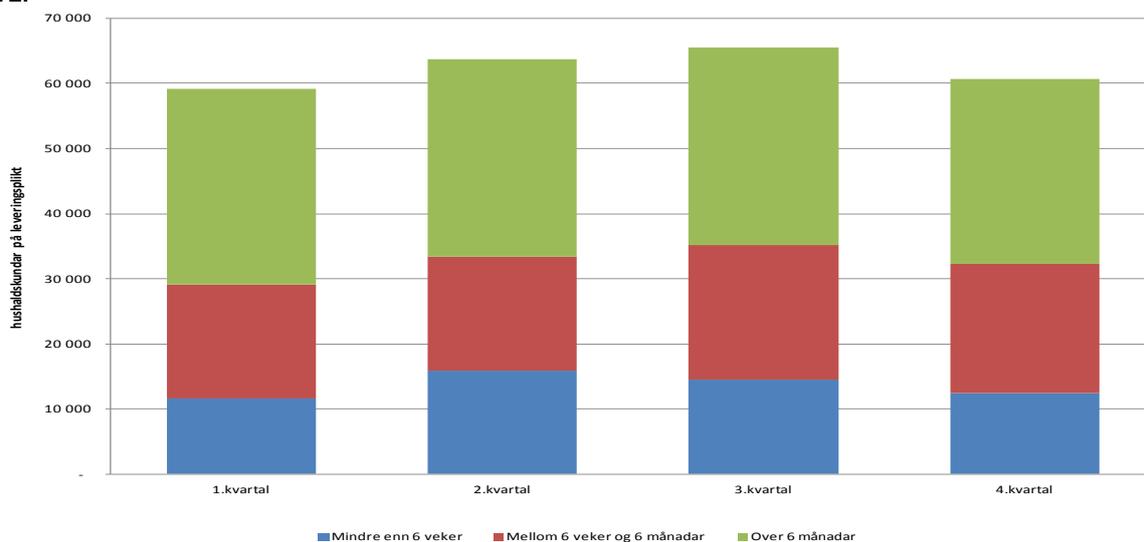
Ved utgangen av fjerde kvartal 2011 fekk i snitt 2,3 prosent av hushaldskundane kraft via leveringsplikt. Det er uendra samanlikna med tredje kvartal 2011. Den største prosentdelen kundar på leveringsplikt i eit nettområde i fjerde kvartal 2011 var 8 prosent, medan den lågaste var 0,2 prosent. Figur 1.8.10 viser kor mange prosent av hushaldsabonnentane i dei 42 nettområda som deltek i undersøkinga som var på leveringsplikt per 31. desember 2011.

Figur 1.8.10 Prosentvis fordeling av hushaldskundar og forbruk (volum) per nettselskap på leveringsplikt for 42 nettområde i Noreg per 31. desember 2011. Kjelde: NVE



Dersom ein ser nærmare på talet hushaldskundar med straum på leveringsplikt kan ein sjå at fleire i hushaldsmarknaden vert verande på leveringsplikt i over seks veker. Ved utgangen av fjerde kvartal var det registrert 40 774 hushaldskundar som har vore på leveringsplikt i over seks veker. Desse betalar då områdepris med eit landsgjennomsnittleg påslag på 14 øre/kWh (inkl. mva)¹. Figur 1.8.11 viser ei oversikt over talet på rapporterte hushaldskundar² med straum på leveringsplikt fordelt på kor lenge dei har vore på leveringsplikt.

Figur 1.8.11 Hushaldskundar sortert etter kor lenge dei har vore på leveringsplikt i 42 nettområdar i Noreg. Kjelde: NVE.

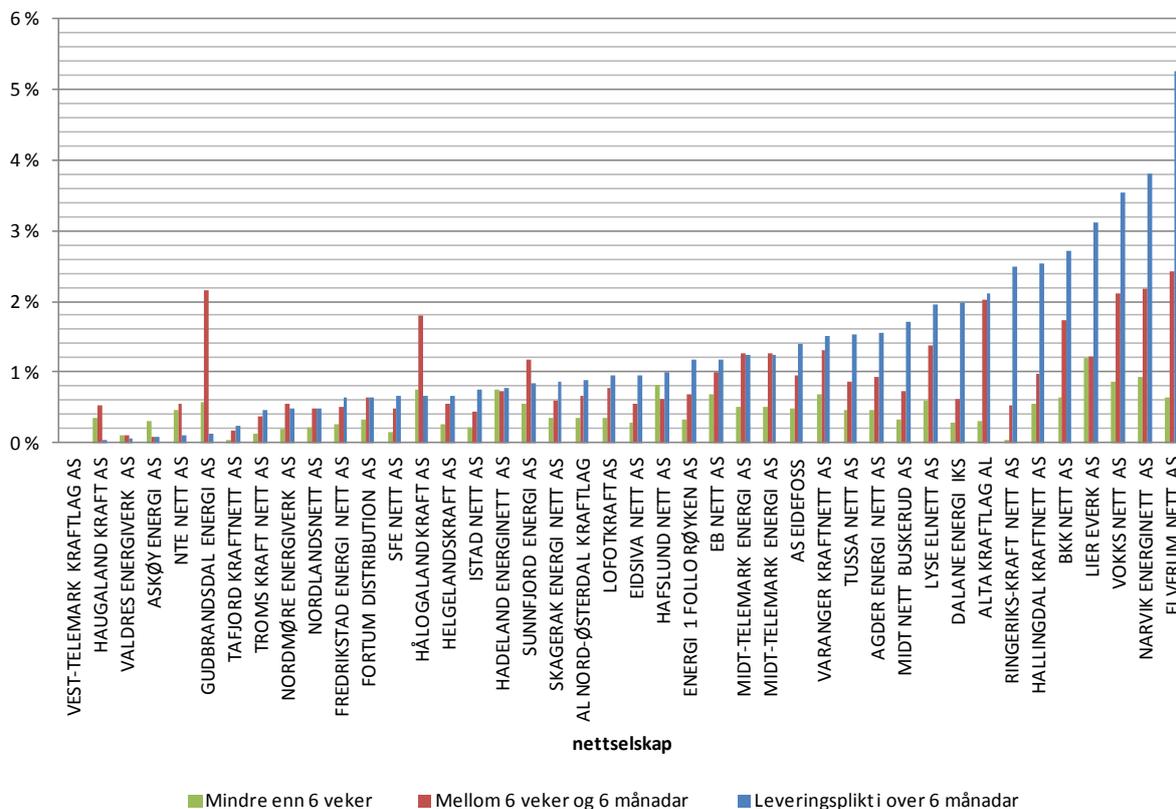


¹ Nokon hushaldskundar må betale opp mot 40 øre/kWh, medan andre betalar 5 øre/kWh. Kor mykje ein må betale når ein mottek straum på leveringsplikt er knytt til nettområde ein bur i.

² Utvalet er per i dag 42 nettselskap med meir enn 10 000 sluttbrukarar. Utvalet treng ikkje vere statistisk representativt. Dei 42 nettområda omfatta i fjerde kvartal 2011 omlag 85 % av hushaldsmarknaden.

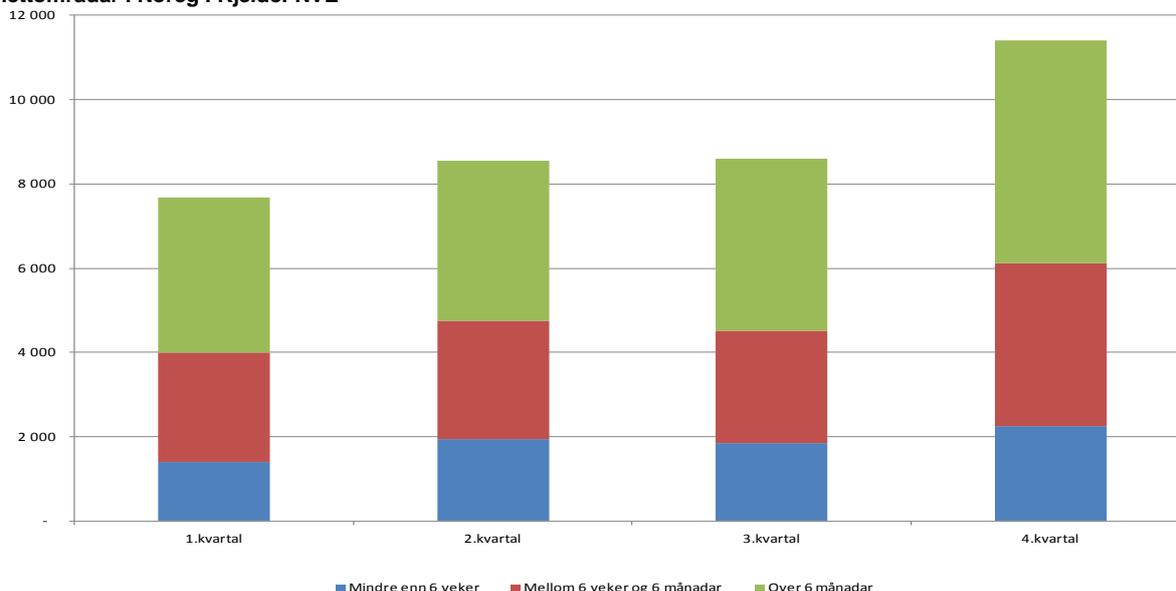
Nettselskapa har ein varierende del av den totale kundemassen sin på leveringsplikt. Figur 1.8.12 viser prosentvis mengde hushaldskundar per nettselskap ved utgangen av fjerde kvartal 2011 som har fått straum via leveringsplikt, fordelt på hhv. ”mindre enn seks veker”, ”mellom seks veker og seks månader” og ”over seks månader”.

Figur 1.8.12 Fordeling av hushaldskundar på leveringsplikt i 42 nettområde i Noreg ved utgangen av fjerde kvartal 2011. Kjelde: NVE.



3,3 prosent av alle næringskundane i dei 42 nettområda fekk i desember 2011 straum på leveringsplikt. Det vil seie at til saman 43,9 GWh straum vart levert på leveringsplikt til 11 405 næringskundar i desse nettområda. Figur 1.8.13 viser talet på næringskundar med straum på leveringsplikt.

Figur 1.8.13 Næringskundar sortert etter kor lenge dei ved utangen av fjerde kvartal hadde vore på leveringsplikt i 42 nettområdar i Noreg . Kjelde: NVE



Kontraktval

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

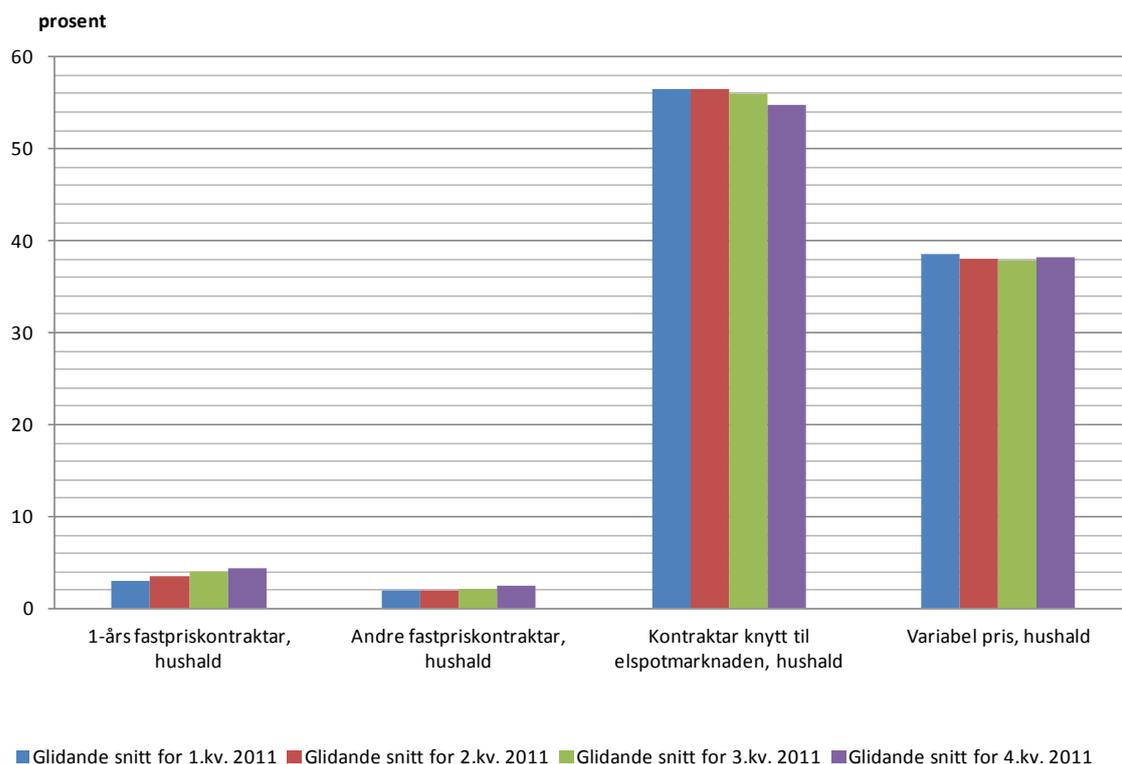
Undersøkinga kan likevel gje god informasjon om korleis valet av forskjellige kontraktar har utvikla seg i eit lengre tidsperspektiv, og den kan òg seie noko om den underliggjande trenden. Vi har difor valt å sjå på eit glidande eittårsjennomsnitt over utviklinga i kontraktval.

Kraftkontraktar for hushaldskundar

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

Over dei fire siste kvartala (første kvartal 2011 til fjerde kvartal 2011) vart derimot berre 38,2 prosent av kraftvolumet for hushaldskundar omsett på variabel kontrakt. Tala frå SSB viser òg at 54,9 prosent av kraftvolumet til hushaldskundane vert omsett på ein kontrakt som er knytt til elspotprisen, medan berre 6,9 prosent av volumet vert omsett på fastpriskontraktar. Dette er presentert i figur 1.8.14, der ein kan sjå at det er ein liten nedgang i talet på hushaldskundar som vel spotpriskontraktar.

Figur: 1.8.14 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i hushaldsmarknaden¹. Kjelder: SSB og NVE.

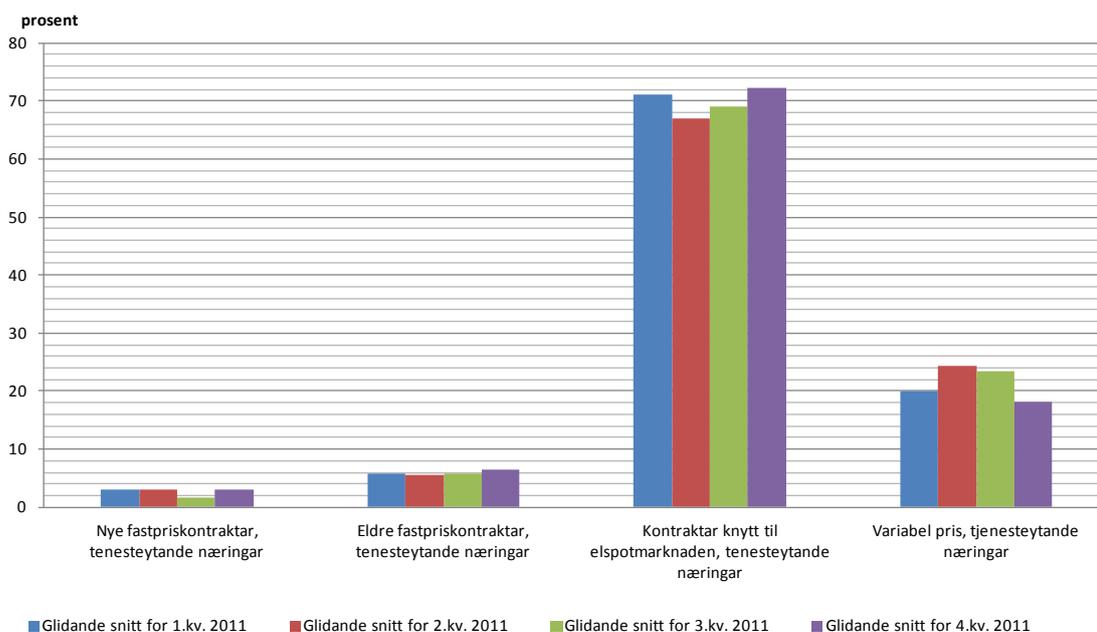


¹ Oversikta over kva slags kontrakttypar hushalda vel er henta frå ei utvalsundersøking gjennomført av Statistisk sentralbyrå (SSB), og er basert på informasjon frå 50 av kraftleverandørane i sluttbrukarmarknaden. Det glidande snittet for omsett volum tar for seg snittet av de fire siste kvartala. Det vil seie at for fjerde kvartal viser ein snittet av perioden første kvartal 2011 til og med fjerde kvartal 2011.

Kraftkontraktar for næringskundar

Samanlikna med hushaldskundar har næringskundar i større grad valt kontraktar knytt til spotprisen. I figur 1.8.15 kan ein sjå at for næringskundar har i snitt 72,2 prosent av kraftvolumet over det siste året blitt omsett på kontraktar knytt til elspotprisen. 18,2 prosent av volumet vart omsett på variable kontraktar, og 9,6 prosent på fastpriskontraktar. Samanlikna med tala frå tredje kvartal 2011, ser ein ein auke i omsett volum på spotpriskontraktar, medan det har vore ein nedgang i omsett volum på kontraktar med variabel pris.

Figur: 1.8.15 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i næringsmarknaden¹. Kjelder: SSB og NVE.



Hushalda sine samla utgifter til elektrisk kraft

Om ein legg til grunn eit forbruk på 20.000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg temperaturkorrigert innmatingsprofil, og ei nettleige tilsvarande landsgjennomsnittet (27,8 øre/kWh ekskl. mva. i 2011), kan ein for eit hushald med standardvariabelkontrakt rekne ut ein straumkostnad i fjerde kvartal 2011 på til saman 4722 kroner. Fordelinga av den totale kostnaden for ein hushaldskunde kan delast opp i følgjande kostnadsledd: 1570 kroner i nettleige, 1577 kroner i avgifter og 1574 kroner i kraftkostnad. Den prosentvise fordelinga på dei ulike kostnadsledda vert 33 prosent til kraft, 33 prosent nettleige og 33 prosent avgifter.

Med dei same føresetnadene, men med ein spotpriskontrakt med eit påslag på 1,9 øre/kWh, får ein fordelinga 1570 kroner i nettleige, 1597 kroner i avgifter og 1652 kroner i kraftkostnad. Alle kostnadsledda for kvartalet under eitt vert då 4819 kroner, noko som er 98 kroner høgare enn ved val av standardvariabelkontrakt.

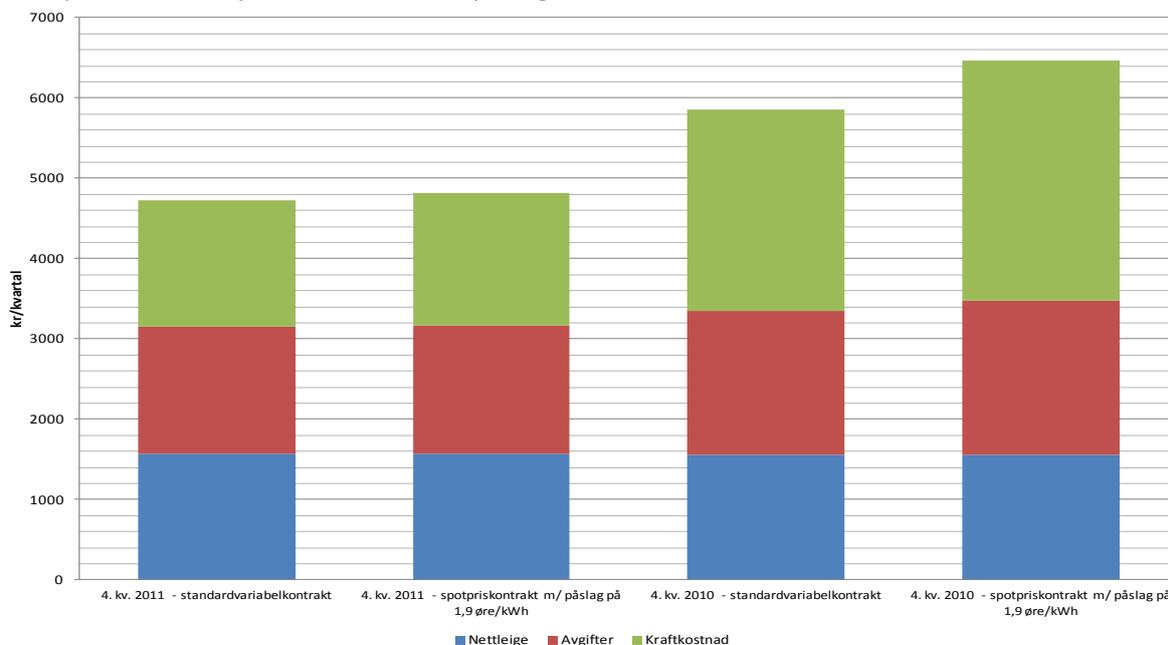
Dette samsvarar ikkje med tabell 1.8.1. Der kan ein sjå at gjennomsnittsprisen på spotpriskontrakten i fjerde kvartal ligg lågare enn standardvariabelkontrakten. Årsaka til at spotpriskontrakten er dyrare samanlikna med standardvariabelkontrakten er at ein nyttar ein temperaturkorrigert justert innmatingsprofil (per veke) når ein bereknar straumkostnaden. Det vil seie at spotprisen har vore

¹ Oversikta over kva slags kontrakttypar næringskundar vel er henta frå ei utvalsundersøking gjennomført av Statistisk sentralbyrå (SSB), og er basert på informasjon frå 50 av kraftleverandørane i sluttbrukarmarknaden. Det glidande snittet for omsett volum tar for seg snittet av de fire siste kvartal. Det vil seie at for fjerde kvartal 2011 viser ein snittet av perioden første kvartal 2011 til og med fjerde kvartal 2011.

lågare enn standardvariabelkontrakten når forbruket har vore lågt, og høgare når forbruke har vore høgare.

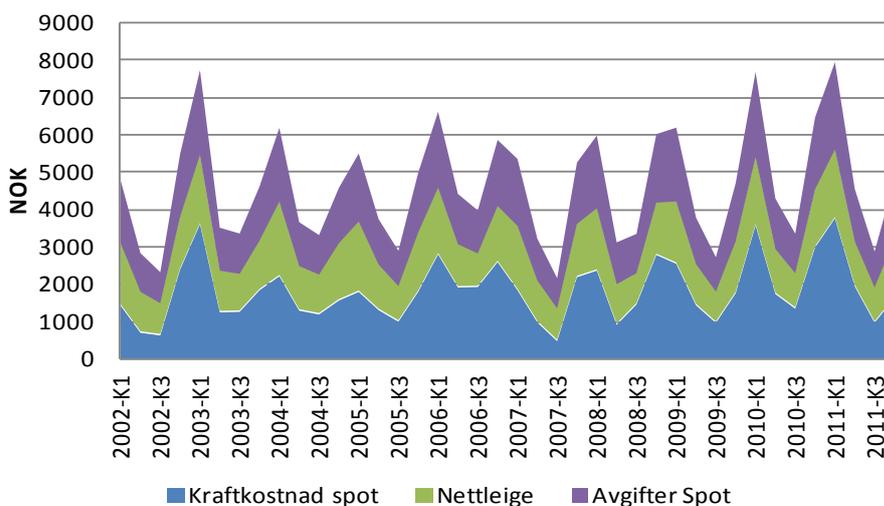
Om ein samanliknar fjerde kvartal 2011 med tilsvarende kvartal i 2010, ser ein at det er kraftprisen som har falle mest. Avgiftene har naturlegvis òg falle noko grunna den konstante satsen på 25 prosent meirverdiavgift på kjøp av kraft. Landsgjennomsnittet for nettleiga auka marginalt. Dette er vist i figur 1.8.16.

Figur 1.8.16 Totalkostnad i fjerde kvartal 2010 og 2011 til kraft, nettleige, og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



Figur 1.8.17 viser prisutviklinga i øre/kWh av totale kostnader fordelt på kraft, nettleige og avgifter for ein kunde med spotpriskontrakt. Alle prisane er inflasjonsjusterte og sette i desember 2011-prisar. Tidsperioden strekk seg frå 1. kvartal 2002 til og med 4. kvartal 2011.

Figur 2.8.17 Kvartalsvis gjennomsnitt av kraftpris (spotpriskontrakt for elspotområde Aust-Noreg (NO1)), nettleige, forbruksavgift og meirverdiavgift i øre/kWh. Kjelder: Konkurransetilsynet, SSB og NVE



2 Konsekvensanalyse av fornybardirektivet på Norges energisystem med TIMES-modellen

Forfattere er Arne Lind (forsker) og Eva Rosenberg (seniorforsker), Institutt for Energiteknikk, på oppdrag for NVE.

2.1 Innledning

Fornybardirektivet er en del av EØS-avtalen og den norske fornybarandelen skal være minimum 67,5 % i 2020. Dette kan oppfylles på ulike måter. Analyser med modeller har visse begrensninger, men de er nyttige som utgangspunkt for diskusjon rundt måloppnåelsen. Denne analysen, basert på energisystemmodellen TIMES, viser at det er mest kostnadseffektivt å gjøre en blanding av flere tiltak for å oppfylle fornybarkravet.

På nåværende tidspunkt er ikke sertifikatmarkedet med Sverige inkludert i TIMES-modellen, og er således ikke med i analysene. Hensikten med analysen som presenteres her er først og fremst å vise at man kan bruke en energisystemmodell til å studere hvordan Norge kan oppfylle kravene i Fornybardirektivet. Å inkludere grønne sertifikater i modellen er blant forbedringene som det vil bli arbeidet videre med (se avsnitt 2.7).

Denne artikkelen er skrevet på oppdrag fra NVE som er en viktig samarbeidspartner i utviklingen av TIMES-modellen.

2.2 Fornybardirektivet

Fornybardirektivet er en del av EUs energi og klimapakke fra 2008 og omfatter elektrisitet, oppvarming, avkjøling og transport. I henhold til EØS-vedtaket får Norge et mål om en fornybarandel på 67,5 % i 2020 [1]. Norges fornybarandel i basisåret 2005 var 58,2 %. Det nasjonale fornybarmålet er et forholdstall hvor produksjon og forbruk av fornybar energi måles som en andel av brutto energibruk fra stasjonær og mobil energibruk. Produksjon av fornybar energi er normalisert produksjon av elektrisitet fra fornybare energikilder, produsert varme fra fornybare energikilder og direkte bruk av fornybar energi¹. Brutto energibruk er summen av levert energi brukt i industri, transport, husholdninger, tjenesteytende næringer, jordbruk, skogbruk, fiske, elektrisitet og varme brukt i elektrisitets- og varmeproduksjon og tap i elektrisitets- og fjernvarmenett. Beregning av fornybarbrøken er beskrevet av Bøeng ved SSB i [2]. Forenklet kan fornybarbrøken uttrykkes slik:

$$\frac{\text{produksjon av el og varme fra fornybar energi} + \text{direkte bruk av fornybar energi}}{\text{sluttbruk av energi} + \text{distribusjonstap}} \geq 67,5 \%$$

Fornybardirektivet har også et krav om 10 % fornybar energi i transportsektoren. Dette kravet er foreløpig ikke inkludert i modellen og er dermed ikke en del av denne analysen.

¹ I Norge er dette hovedsakelig direkte bruk av bioenergi (ved, pellets, flis og biodrivstoff), og omgivelsesvarme til store varmepumper.

Det finnes flere måter å oppfylle fornybarmålet på, blant annet ved å produsere mer elektrisitet og/eller varme fra fornybare energikilder, å bruke mer bioenergi eller å redusere totalt energibruk for eksempel gjennom energieffektivisering.

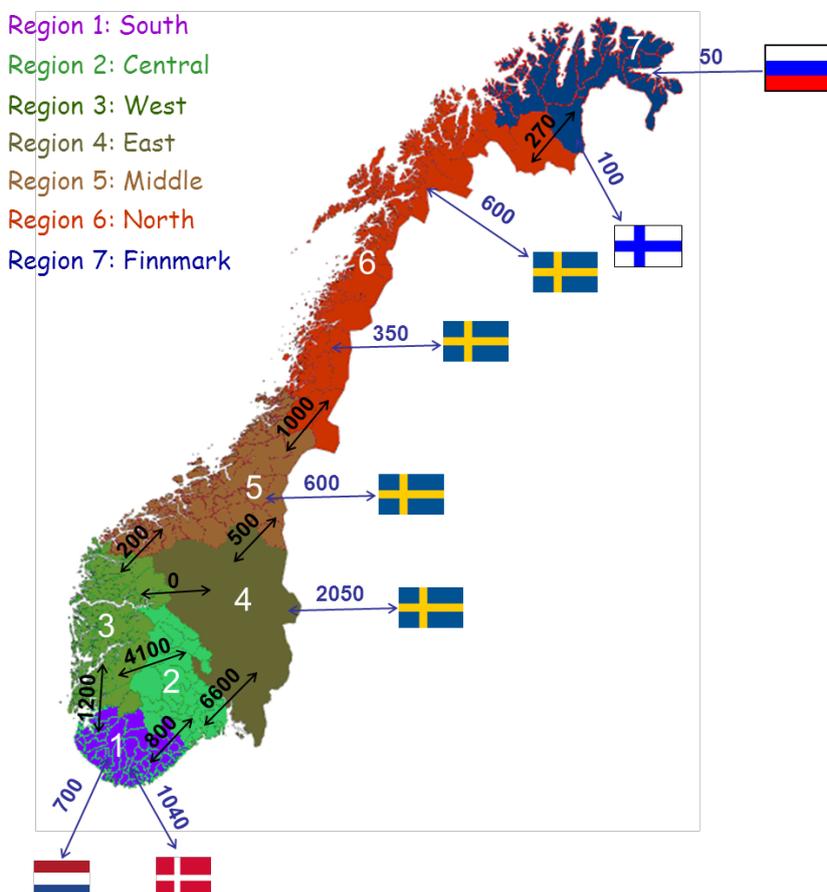
2.3 Kort beskrivelse av TIMES-modellen

TIMES (The Integrated Market Eform System) [3] er en lineær optimeringsmodell som representerer hele energisystemet med ulike energibærere og kan inkludere utvinning, omforming, distribusjon, sluttbruk og handel med energivarer. Modellen består av mange teknologier som beskriver de ulike sektorene og er karakterisert ved økonomiske og tekniske parametere. TIMES er skrevet i GAMS og kan bruke ulike ligningsløserere som CPLEX eller XPRESS. TIMES-modellen optimaliserer energisystemet basert på at alle aktører handler rasjonelt.

Den norske TIMES-modellen er bygget opp av Institutt for energiteknikk (IFE) på oppdrag for NVE og videreutviklet i ulike prosjekter. Det er en flerregional energisystemmodell som kan benyttes til analyser av det norske energisystemet og kan benyttes separat eller i samspill med Samkjøringsmodellen. TIMES-modellen har samme områdeinndeling og tidsoppløsning som Samkjøringsmodellen. Når de to modellene benyttes i samspill utveksles data for etterspørsel etter elektrisitet (fra TIMES) og elektrisitetspris (fra Samkjøringsmodellen) for hver etterspørselsgruppe og hvert tidsavsnitt.

Den norske TIMES-modellen er inndelt i syv regioner (se Figur 2.3.1). Etterspørselssiden er modellert detaljert, med totalt over 500 etterspørselsgrupper. Hvert år er delt inn i 52 uker med fem tidsintervall (dag 1 kl. 7-11, dag 2 kl. 11-17, dag 3 kl. 17 - 23, natt og helg lørdag kl.7-mandag kl.7).

Figur 2.3.1: Regioninndeling i den norske TIMES-modellen og eksisterende utveksling av elektrisitet mellom regioner og naboland



Analyseperiodene kan varieres fra ett til flere valgfrie år fra 2006 til 2050. Modellen er kalibrert i henhold til energivarebalansen i 2006. Tidsintervallene er valgt basert på lastkurver som NVE har utarbeidet. Det finnes lastkurver for alle sluttbrukergrupper i hver av regionene. Det er brukt en flat profil for industri, transport, primærnæringer og hytter. Modellen har mulighet for import og eksport av elektrisitet mellom regionene og til landene rundt. Eksport/importprisene (se avsnitt 0) er inndata til modellen.

2.4 Forutsetninger

Framskrivningen av etterspørsel etter energitjenester er inputparameter i energisystemanalyser med TIMES-modellen. Den er spesielt viktig ved analyser av fornybardirektivet da sluttbruk av energi inngår direkte i nevneren av fornybarbrøken. I analysene som presenteres her er det antatt at etterspørselen etter energitjenester i industrien er konstant fra 2006 til 2020. Perspektivmeldingen 2009 [4] ligger til grunn for framskrivningene av etterspørselen i husholdninger og tjenesteytende sektor. I gjennomsnitt øker den årlige etterspørselen med 0,6 % i husholdninger og med 1 % i tjenesteyting. Framskrivningen av etterspørselen innenfor transportsektoren er basert på Nasjonal Transportplan 2010-2019 [5] og er i gjennomsnitt 2,2 %. Totalt øker etterspørselen i snitt med 0,5 % per år.

Energietterspørselen kan reduseres ved å gjennomføre energieffektiviseringstiltak. I modellen er potensialet for energieffektivisering totalt ca. 12 % i husholdninger og ca. 6 % i tjenesteytende sektor, basert på beregninger i byggrapporten til Klimakur 2020 [6]. I industrien og transportsektoren er det ikke inkludert energieffektiviseringstiltak i analysene som beskrives her.

Utviklingen i energipriser er beregnet basert på framskrivningen av råolje- og naturgasspris i World Energy Outlook 2010 (WEO2010) [7]. I scenariet ved navn «New Policies» øker råoljeprisen fra 60 USD/fat i 2009 til 99 USD/fat i 2020, mens i «Current Policies» øker råoljeprisen fra 60 USD/fat til 110 USD/fat for samme tidsperiode. Analyseseksjonen ved NVE har beregnet eksogene prisrekker for eksport/import av elektrisitet til Danmark, Nederland, Tyskland, Storbritannia, Sverige, Finland og Russland. Verdiene for 2005 og 2010 er basert på historiske snittpriser, mens verdiene for 2015 er basert på forwardpriser fra ulike kraftbørser i Europa (Nordpool, EEX, APXENDEX). Deretter er kraftprisen basert på en antagelse om at gasskraft er prissettende i det europeiske markedet, med tilhørende langsiktig gasspris og CO₂-pris beskrevet i WEO2010. Fra 2016 til 2020 er det en markant prisøkning og etter 2020 er det en jevn økning fram mot 2050. Prisprofiler er beregnet fra historiske priser. Figur 2.4.2 illustrerer årlig, gjennomsnittlig kraftpris for omkringliggende land i modellen basert på de eksogene prisrekkene, og man kan tydelig se den markante prisøkningen etter 2015.

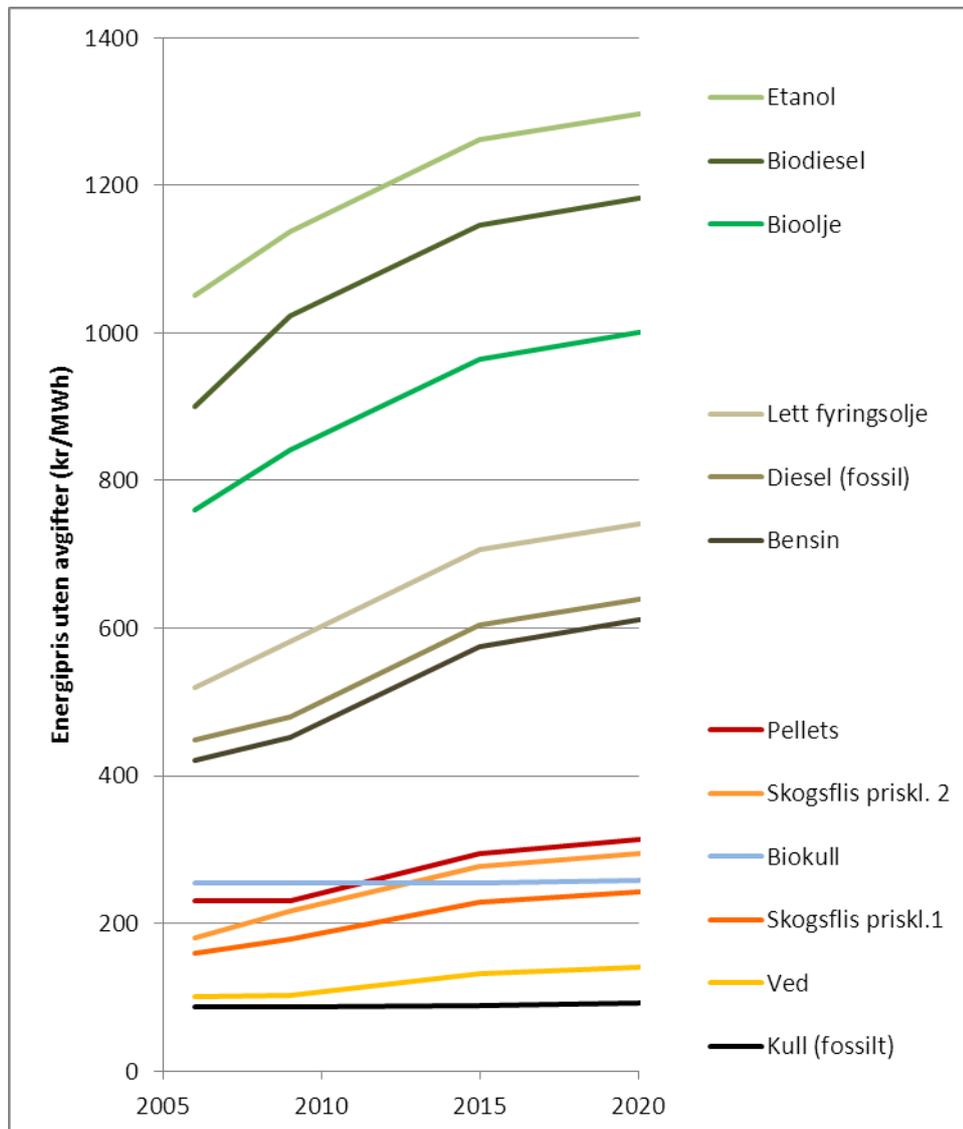
Figur 2.4.3 viser hvordan de gjennomsnittlige ukesprisene¹ for eksport av elektrisitet varierer for Danmark i 2020 for analysene gjennomført i artikkelen. Tilsvarende variasjon mellom de eksogene prisrekkene finner man også for utveksling mot øvrige, relevante europeiske land.

Utviklingen av bioenergipriser følger samme trend som de øvrige energibærerne. Prisen på bioenergi i form av bioolje, biokull, biodiesel og bioetanol er noe høyere enn prisen på tilsvarende fossile energibærere. De nevnte bioenergitypene kan importeres uten begrensninger i 2020. Biogass er ikke inkludert i modellen. Potensialet for bruk av biokull er begrenset til bruk i ferrolegeringsindustrien med totalt mulig reduksjon av CO₂-utslipp på ca. 950 000 tonn ved en antatt økt pris på biokull

¹ Gyldig for hverdager mellom klokken 7 til 23 (dag1, dag 2 og dag 3)

tilsvarende 2000 kr/tonn fix C¹ som beskrevet i industrirapporten til Klimakur 2020 [8]. Biodiesel er antatt å blandes i fossil diesel til bruk i veitrafikken med en minimumsinnblanding på 5 % fra 2010 og et maksimum på 20 %. Prisutviklingen for noen utvalgte produkter er vist i Figur 2.4.1. Avgiftene på energibærerne er lik dagens nivå og holdes konstant resten av analyseperioden. Det er analysert både med og uten energiavgifter². CO₂-kvotepris er ikke inkludert i disse analysene og heller ikke elsertifikater.

Figur 2.4.1 Energipriser [kr/MWh] (uten avgifter) for utvalgte produkter i analyse I “New Policies”



Eksport og import av elektrisitet er begrenset til kapasiteten i dagens utenlandsforbindelser samt muligheten for investering i følgende kapasiteter innen 2020 [9]:

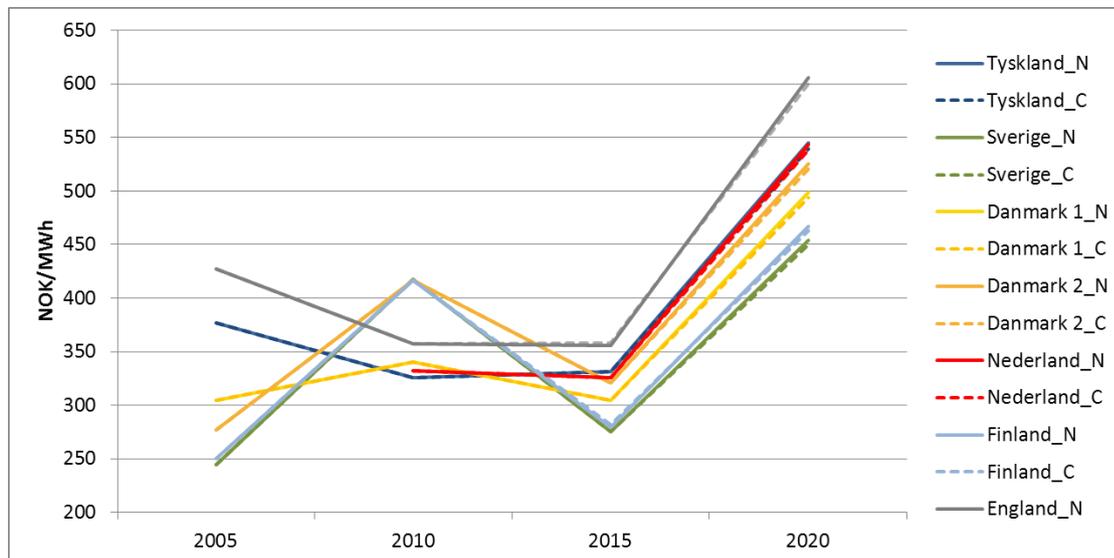
- Skagerrak 4: Ny kabel til Danmark (700 MW)
- Sydvest-linken: Ny DC-forbindelse til Sverige (1400 MW)

¹ Fast karbon (fix C) defineres som: $\% \text{fix C} = 100 \% - \% \text{flyktighet} - \% \text{aske} - \% \text{svovel}$

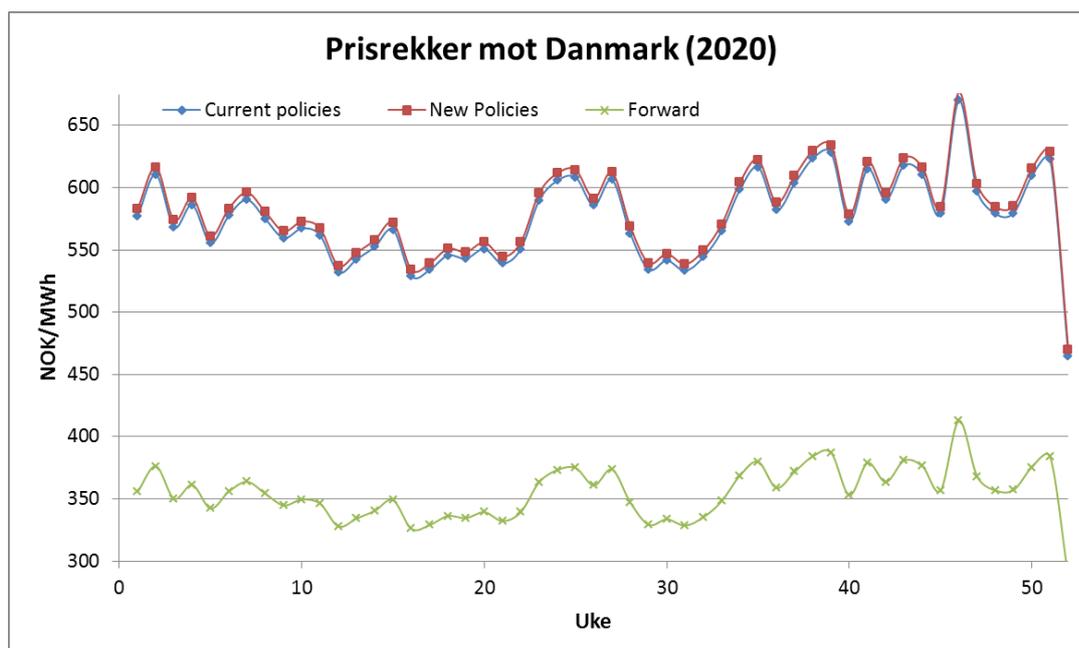
² Elavgift, CO₂-avgift, grunnavgift på mineralske produkter, veibruksavgift og MVA for husholdninger

De planlagte utenlandsforbindelsene til Storbritannia og Tyskland er antatt ikke å være aktuelle før etter 2020 i våre analyser. Elektrifisering av sokkelen utover dagens nivå er ikke inkludert i analysene. Ny gasskraft er bare tillatt i kombinasjon med CCS.

Figur 2.4.2: Årlig, gjennomsnittlig kraftpris for omkringliggende land (utarbeidet av NVE)



Figur 2.4.3: Eksogene prisrekker (eksport) mot Danmark (dagtid)



Det er også lagt inn noen begrensninger knyttet til investering i ny vind- og vannkraft. For vindkraft er det kun vindkraftanlegg med en årlig middelvind på minimum 8 m/s som kan bygges ut før 2020. Driftsstart for øvrige vindturbinclasser, det vil si med en gjennomsnittsvind på henholdsvis 7 og 6 m/s, er tidligst i 2025. Bunnfaste vindkraftverk kan tidligst settes i drift i 2025 og flytende vindkraftverk i 2030. De dyreste småkraftverkene kan også tidligst settes i drift i 2025. Ellers er det ingen øvrige restriksjoner knyttet til driftsstart for nye vannkraftverk. Motivasjonen for å inkludere begrensninger på ny vind- og vannkraft er for å få med tiden det tar å behandle konsesjoner samt byggetid for anleggene.

2.5 Analyser

2.5.1 Innledning

Det er gjennomført analyser basert på to forskjellige alternativer for utvikling av energiprisene mot 2020. Scenario I baserer seg på olje- og gasspriser fra WEO2010s "New Policies", og i Scenario II er det antatt konstante energipriser fra 2009. For hvert scenario er det gjennomført 4 forskjellige modellkjøringer:

- Modellkjøring uten avgifter og fornybarrestriksjon¹
- Modellkjøring med fornybarrestriksjon men uten avgifter
- Modellkjøring med avgifter men uten fornybarrestriksjonen
- Modellkjøring med avgifter og fornybarrestriksjon

Resultatene fra scenarioene er presentert i avsnittene 2.5.2 og 2.5.3. Det viser seg at analyseresultatene fra modellkjøringene avhenger i stor grad av hvilke eksogene prisrekker for import/eksport av elektrisitet som benyttes. I utgangspunktet er det slik at jo større differansen er mellom eksportprisene og de norske elprisene, jo mer vil det lønne seg for Norge å eksportere overskuddskraft. Som en konsekvens av dette vil modellen i enkelte modellkjøringer velge å investere i ny kraftproduksjon og/eller ny overføringskapasitet til utlandet.

2.5.2 Scenario I: New Policies

Scenario I baserer seg på energipriser fra «New Policies» i WEO2010, og de eksogene prisrekkene for elektrisitet er også beregnet på bakgrunn av dette. Resultatene fra Scenario I viser at fornybarrestriksjonen blir oppfylt «av seg selv» i 2020. Det var med andre ord ikke nødvendig å innføre en ekstra restriksjon for å oppnå fornybarmålet. Kort oppsummert så gir dette scenarioet en betydelig økning i elektrisitetsproduksjon fra fornybare energikilder ved at det installeres ny vann- og vindkraftkapasitet. Mesteparten av den ekstra elektrisitetsproduksjonen går til eksport, mens noe erstatter andre energibærere i forbindelse med diverse oppvarmingsbehov. Modellen velger også å investere i Skagerrak 4 for å kunne eksportere enda mer kraft til Europa.

Det har også blitt gjennomført scenarioer basert på energipriser fra «Current Policies» i WEO2010, og de eksogene prisrekkene beregnet på bakgrunn av dette. Resultatene ble de samme som i Scenario I; altså at fornybarrestriksjonen ble oppfylt «av seg selv» i 2020.

2.5.3 Scenario II: Konstante priser

Ved å basere seg på energipriser fra WEO2010 får man et hopp i de eksogene elektrisitetsprisene til modellen fra 2015 og til 2020 (se figur 2.4.3), noe som kan indikere at WEO2010 overestimerer olje- og gassprisen i 2020. Derfor har vi i dette scenarioet gjennomført analyser med konstante energipriser fra 2009. De eksogene prisrekkene følger forwardpriser fra ulike kraftbørser i Europa til og med 2015. Deretter holdes de konstant på 2015-nivå.

Tabell 2.5.1 oppsummerer resultatene for 2020 for Scenario II basert på de 4 forskjellige modellkjøringene. Tabellen indikerer relativt store endringer i det norske energisystemet fra 2006 til 2020.

¹ Fornybarrestriksjonen betyr her at det lagt inn en forutsetning i modellen at fornybarmålet på 67,5% skal oppnås i 2020.

Tabell 2.5.1: Oppsummering av resultater fra Scenario II – Endringer fra 2006 til 2020

	Uten avgifter og uten FB ¹ -restriksjon	Med FB-restriksjon uten avgifter	Med avgifter uten FB-restriksjon	Med avgifter og med FB-restriksjon
Fornybar el-produksjon	+ Investeringer i ny vannkraft-kapasitet (både stor- og småskala) + Nye vindkraft-anlegg (inkluderer kun anlegg allerede planlagt eller under konstruksjon)	+ Investeringer i ny vannkraft-kapasitet (både stor- og småskala) + Nye vindkraft-anlegg (inkluderer kun anlegg allerede planlagt eller under konstruksjon) + Investeringer i biomasse-baserte CHP-anlegg + Liten økning i avfallsbaserte CHP-anlegg	+ Investeringer i ny vannkraft-kapasitet (både stor- og småskala) + Nye vindkraft-anlegg (inkluderer kun anlegg allerede planlagt eller under konstruksjon)	+ Investeringer i ny vannkraft-kapasitet (både stor- og småskala) + Nye vindkraft-anlegg (inkluderer kun anlegg allerede planlagt eller under konstruksjon) + Investeringer i biomasse-baserte CHP-anlegg + Liten økning i avfallsbaserte CHP-anlegg
Fornybar varmeproduksjon	+ Liten økning i bruk av bark	+ Økning i bruk av biomasse fra skogsbruk (grunnet CHP-anlegg) + Liten økning i bruk av bark - Betydelig nedgang i bruk av ved	+ Liten økning i bruk av pellets + Økning i bruk av biomasse fra skogsbruk + Liten økning i bruk av bark - Nedgang i bruk av ved	+ Liten økning i bruk av pellets + Økning i bruk av biomasse fra skogsbruk (grunnet CHP-anlegg) + Liten økning i bruk av bark - Betydelig nedgang i bruk av ved
Stasjonær sluttbruk		+ Økt bruk av luft-til-luft varmepumper + Betydelig økning i bruk av energieff.-tiltak - Redusert sluttbruk (totalt)	+ Økt bruk av luft-til-luft varmepumper	+ Økt bruk av luft-til-luft varmepumper + Betydelig økning i bruk av energieff.-tiltak - Redusert sluttbruk (totalt)
Transport	+ Økning i bruken av bensin i personbiler - Kraftig nedgang i bruk av diesel i personbiler	+ Kraftig økning i bruk av bio-diesel for både personbiler og busser - Kraftig nedgang i bruk av bensin i personbiler - Kraftig nedgang i bruk av diesel i busser	+ Kraftig økning i bruk av diesel i personbiler + Svak økning i bruk av biodiesel for både personbiler og busser - Kraftig nedgang i bruk av bensin i personbiler	+ Kraftig økning i bruk av bio-diesel for både personbiler og busser - Kraftig nedgang i bruk av bensin i personbiler - Noe redusert dieselbruk i alle transport-midler

¹ FB = Fornybarrestriksjonen

Vannkraftproduksjonen øker i alle scenarioene, uavhengig av om fornybardirektivet og/eller energiavgifter tas med eller ikke. Dette indikerer at økonomisk sett er dette den rimeligste teknologien for økt elproduksjon, men modellen tar ikke hensyn til andre barrierer som for eksempel lokalt motstand mot utbygging eller behov for forsterkning av distribusjonsnettet lokalt. Den økte elproduksjonen oppstår både grunnet en økt nasjonal etterspørsel, men også fordi det er lønnsomt å eksportere kraft på bakgrunn av prisrekkene i modellen.

Det vil også bli investert i noe mer vindkraft enn i dag, men dette er allerede anlegg som har fått konsesjon eller er under konstruksjon. Det er bare de mest lønnsomme anleggene som blir bygget, mens mesteparten av potensialet for vindkraft ikke vil bli bygget ut, heller ikke når fornybardirektivet er et krav.

For modellkjøringen uten fornybarrestriksjonen men med avgifter ble resultatet en nettoeksport av elektrisitet på ca. 2 TWh i 2020, mens med fornybarrestriksjonen og avgifter ble nettoeksporten ca. 18 TWh. Generelt valgte modellen å eksportere på dagtid og importere på kveldstid (og helg), men det var visse variasjoner i denne trenden i løpet av året. Trenden var tydeligere i utvekslingen mot Danmark, mens mot Sverige var det mye større variasjoner i mønsteret.

Et resultat av de foreløpige analysene er at det vil bygges mer fjernvarme som produserer både varme og elektrisitet som en konsekvens av fornybardirektivet. Anleggene vil bruke både husholdningsavfall (svak vekst) og skogsflis og det er hovedsakelig i Sør-Norge at veksten kommer. Dette fører både til økt produksjon av fornybar varme og elektrisitet og økt direkte forbruk av bioenergi.

En annen konsekvens av fornybardirektivet er at vedforbruket i husholdninger erstattes av luft-luft varmpumper og energieffektiviseringstiltak. Dette henger sammen med at det i modellen er forutsatt at vedfyring er i kombinasjon med panelovner og at virkningsgraden for dagens vedovner er forholdsvis dårlig.

Bruken av bensinbiler vil fases ut i alle modellkjøringer som har med avgifter og/eller fornybardirektivet. Uten fornybardirektivet vil dieserbiler med en minimumsinnblanding av biodiesel velges. Når fornybardirektivet inkluderes velges mye mer bio-diesel, både i personbiler og busser.

2.6 Konklusjon

Resultatene fra analysene viser at Norge har gode muligheter for å oppnå det nasjonale fornybarmålet. Det viser seg derimot at analyseresultatene fra modellkjøringene avhenger i stor grad av hvilke eksogene prisrekker for import/eksport av elektrisitet som benyttes. For Scenario I vil restriksjonen oppfylles «av seg selv». Dette fordi det er økonomisk gunstig for Norge å investere i ny kraftproduksjon og eksportere overskuddet til Europa. For Scenario II (basert på forward-priser) viser det seg at flere tiltak gjennomføres for å oppfylle det nasjonale fornybarmålet i 2020. I denne analysen kommer det ikke noe ny vindkraft (utover det som allerede er under bygging) og modellen velger heller ikke å investere i Skagerrak 4-forbindelsen til Danmark.

2.7 Videre arbeid

For å forbedre analysene knyttet til fornybarmålet vil følgende bli gjennomført:

- Grønne sertifikater inkluderes i den regionale TIMES-modellen
- Analyser knyttet til transportmålet
- Forbedret modellering av bioenergikjeder
- Sensitivitetsanalyser knyttet til sentrale antakelser i modellen

2.8 Referanser

1. Stortingsproposisjon_4S_(2011-1012), *Samtykke til deltakelse i en beslutning i EØS-komiteen om innlemmelse i EØS-avtalen av direktiv 2009/28/EF om å fremme bruken av energi fra fornybare kilder (fornybardirektivet)*, Utenriksdepartementet, Editor: Oslo. p. 62.
2. Bøeng, A.C., *Konsekvenser for Norge av EUs fornybardirektiv*. SSB - Økonomiske Analyser, 2010. **4/2010**: p. 11.
3. Loulou, R. and M. Labriet, *ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure*. Computational Management Science, 2008. **5**(1): p. 33.
4. Finansdepartementet, *Perspektivmeldingen ...: utfordringer og valgmuligheter for norsk økonomi*, 2009, Finansdepartementet: Oslo.
5. Samferdselsdepartementet, *St.meld. nr. 16 (2008-2009) Nasjonal transportplan 2010-2019*, M.o.T.a. communications, Editor 2009: Oslo.
6. Lindberg, K.B. and I.H. Magnussen, *Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger - et innspill til Klimakur 2020*, NVE, Editor 2010, Norges vassdrags- og energidirektorat: Oslo. p. 209.
7. IEA, *World Energy Outlook 2010*, ed. IEA2010, Paris: International Energy Agency. 731.
8. Økstad, E., et al., *Tiltak og virkemidler for å redusere klimagassutslipp fra norsk industri*, K. 2020, Editor 2010, Klima- og forurensningsdirektoratet: Oslo. p. 121.
9. Statnett, *Nettutviklingsplan 2011*, 2011, Statnett: Oslo. p. 84.

3 Vedlegg

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

	Jan - Des			Tolvmånedersperioder			Desember		
	2010	2011	Endring i %	Jan2010 t.o.m. Des2010	Jan2011 t.o.m. Des2011	Endring i %	2010	2011	Endring i %
Total produksjon	124447	128145	3,0	124447	128145	3,0	14067	13005	-7,5
+ Import	14673	11255	-23,3	14673	11255	-23,3	1340	869	-35,1
- Eksport	7123	14329	101,2	7123	14329	101,2	539	1313	143,6
= Brutto totalforbruk	131997	125071	-5,2	131997	125071	-5,2	14868	12561	-15,5
- Elektrokjelforbruk	3462	3181	-8,1	3462	3181	-8,1	327	359	9,8
- Pumpeforbruk	581	1674	188,1	581	1674	188,1	3	59	1866,7
- Totale nettap	10565	10346	-2,1	10565	10346	-2,1	1221	1064	-12,9
= Nettoforbruk	117389	109870	-6,4	117389	109870	-6,4	13317	11079	-16,8
Kraftintensiv industri	27934	28348	1,5	27934	28348	1,5	2445	2361	-3,4
Alminnelig forsyning	89455	81522	-8,9	89455	81522	-8,9	10872	8718	-19,8
Bruttoforbruk	127172	118873	-6,5	127172	118873	-6,5	14477	12022	-17,0
Kraftintensiv industri	28772	29198	1,5	28772	29198	1,5	2518	2432	-3,4
Alminnelig forsyning	98400	89675	-8,9	98400	89675	-8,9	11959	9590	-19,8
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	96092	93623	-2,6	96092	93623	-2,6	11019	10233	-7,1

Tabell 3.2 Produksjon- og magasinkapasitet, tilsig, snømagasin og maksimal og minimum fyllingsgrad 1975-2011.

Kjelde: NVE og Nord Pool

År	Kapasitet		Magasin og tilsig			
	Midlere årsproduksjon for norsk vasskraft pr 31.12 (tilsigsserie 1970-99), TWh	Maksimal magasinkapasitet pr 31.12, TWh	Nyttbart tilsig til det norske kraftproduksjonssystemet, 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	87,0	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	114,0	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	25,0
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	118,0	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	119,0	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	30,0
2010	124,4	84,3	100,6	68	71,3	22,8
2011	125,6	84,3	149,2	85	88,0	18,1

Tabell 3.3 Elektrisitetsproduksjon, handel og forbruk 1975-2011. Alle tal 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	126,1	4,7	1,0	131,8	5,7	14,6	-9,0
2010 ¹	117,9	5,6	0,9	124,4	14,7	7,1	7,5
2011 ¹	122,1	4,8	1,3	128,1	11,3	14,3	-3,0

¹ Foreløpige tall

År	Nettoforbruk, dvs. ekskl. tap i nettet								
	Brutto forbruk	Elektro- kjelar ²	Tap etc. ³	Kraft- int. ind ⁴	Alm. fors.	Hush.o g jordbr.	Bergv. og ind.	Anna næringsv.o g transport	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	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
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	12,4	37,2	70,9	36,4	10,1	24,5	73,8
2008	128,2	6,5	11,9	38,4	71,4	36,6	10,3	24,6	74,9
2009	122,8	5,0	10,4	31,8	75,5	37,9	12,3	25,3	77,6
2010 ¹	132,0								
2011 ¹	125,1								

² Uprioritert kraft frå 1993

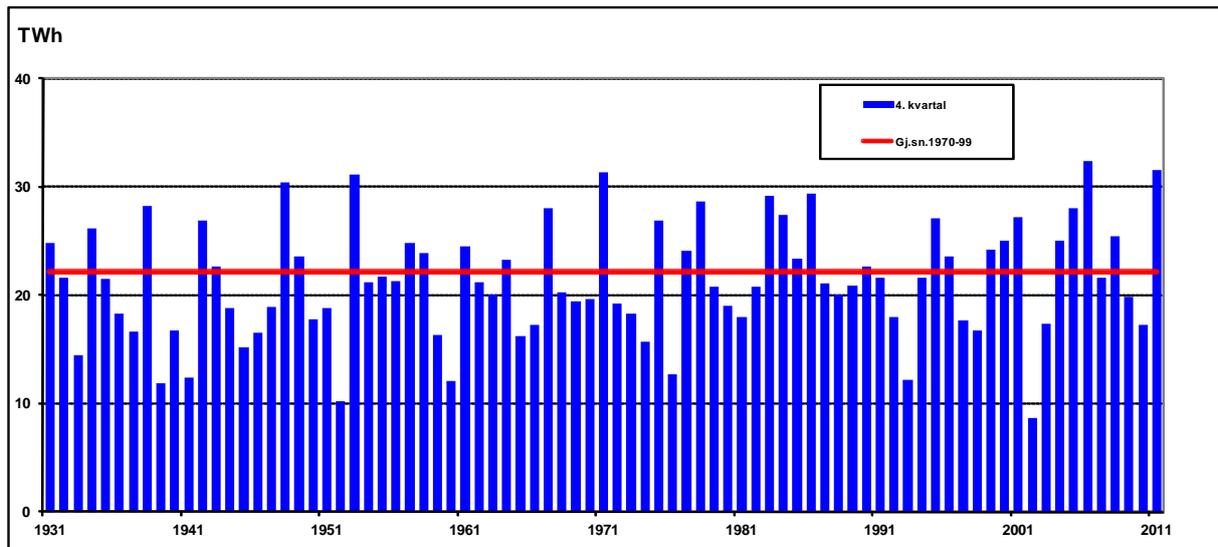
³ Tap etc.er nettap og pumpeforbruk

⁴ Frå 1990 er treforedling inkludert i kraftintensiv industri

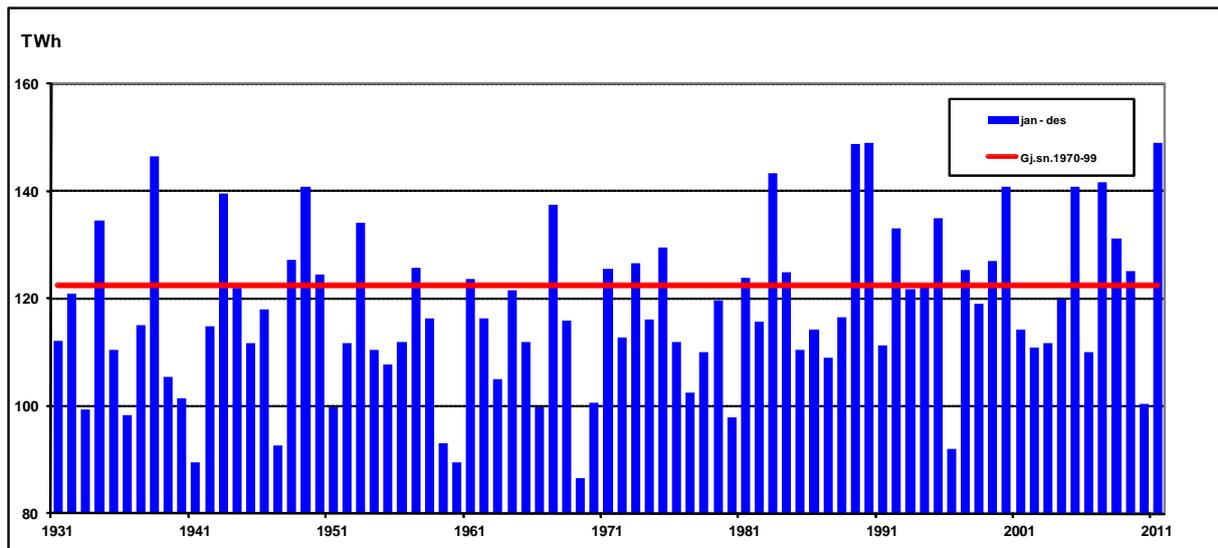
Tabell 3.4 Forbruk av andre viktige energiberarar, 1990-2011. Kjelde: Norsk Petroleumsinstitutt og SSB

År	Petroleumspr. (mill. liter)		Ved hushald (PJ)	Fjernvarme levert forbrukar (TJ)				
	Fyringsparafin	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	27	11856	2491	1311	8036	18
2010	82	557	30	15481	3682	1695	10096	7
2011	60	401						

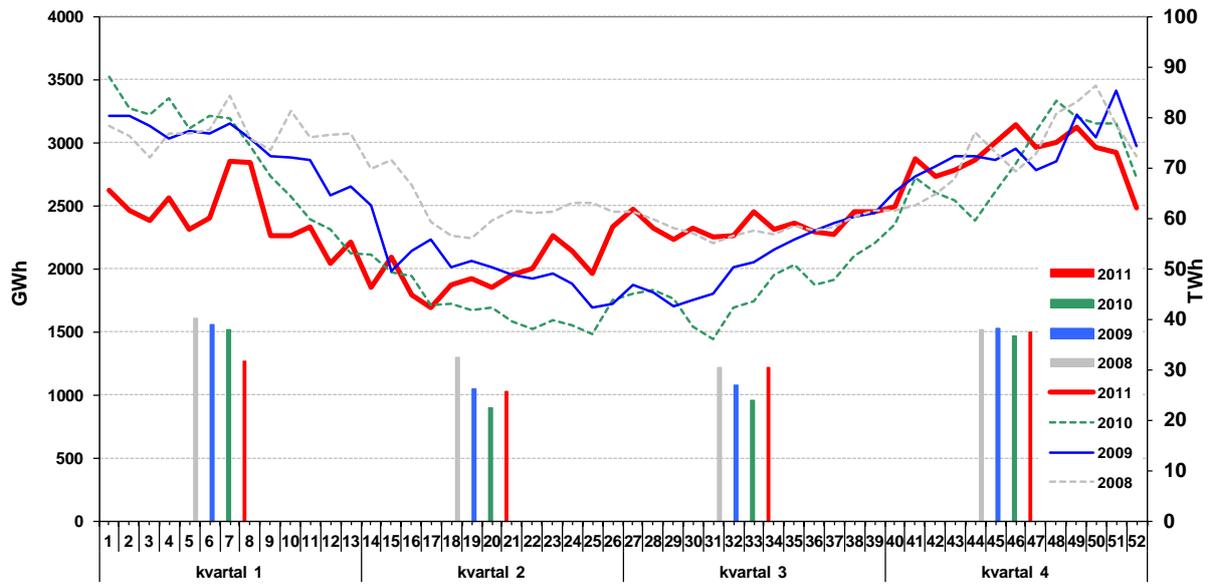
Figur 3.1 Tilsig i Noreg i fjerde kvartal i åra 1931 - 2011. Kjelde: NVE og Nord Pool.



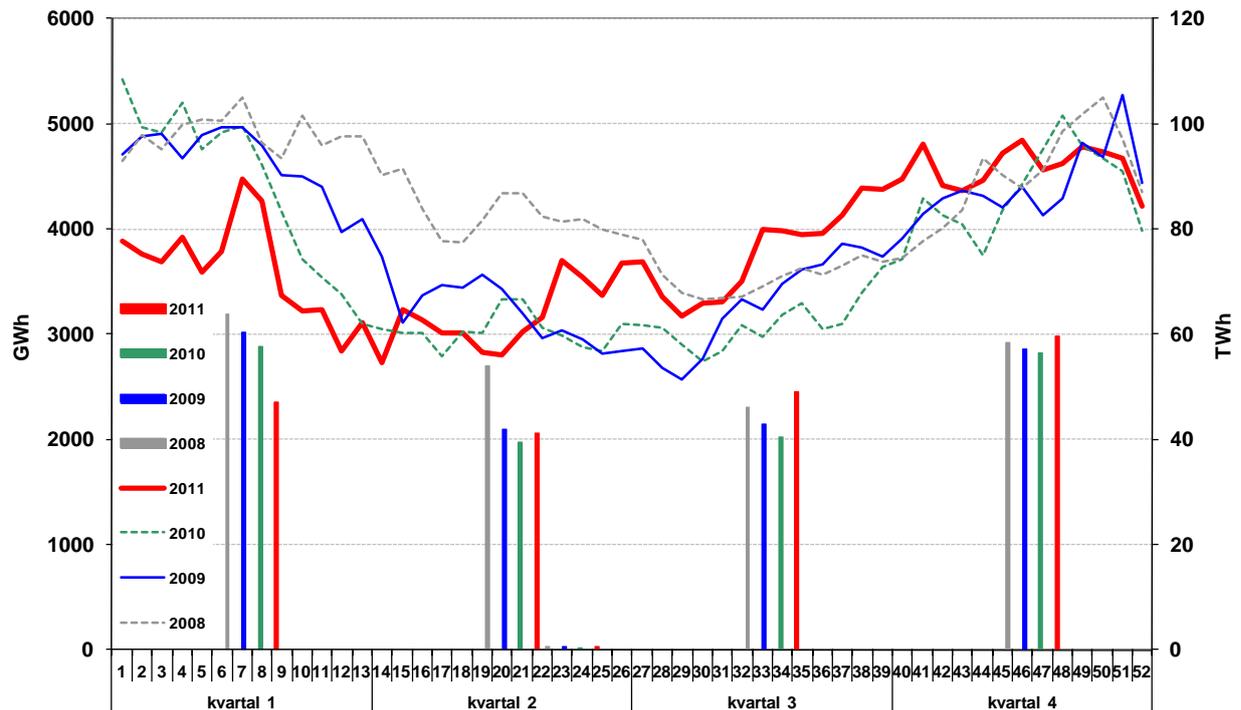
Figur 3.2 Årleg tilsig i Noreg 1931 - 2011. Merk at x-aksen kryssar ved 80 TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool.



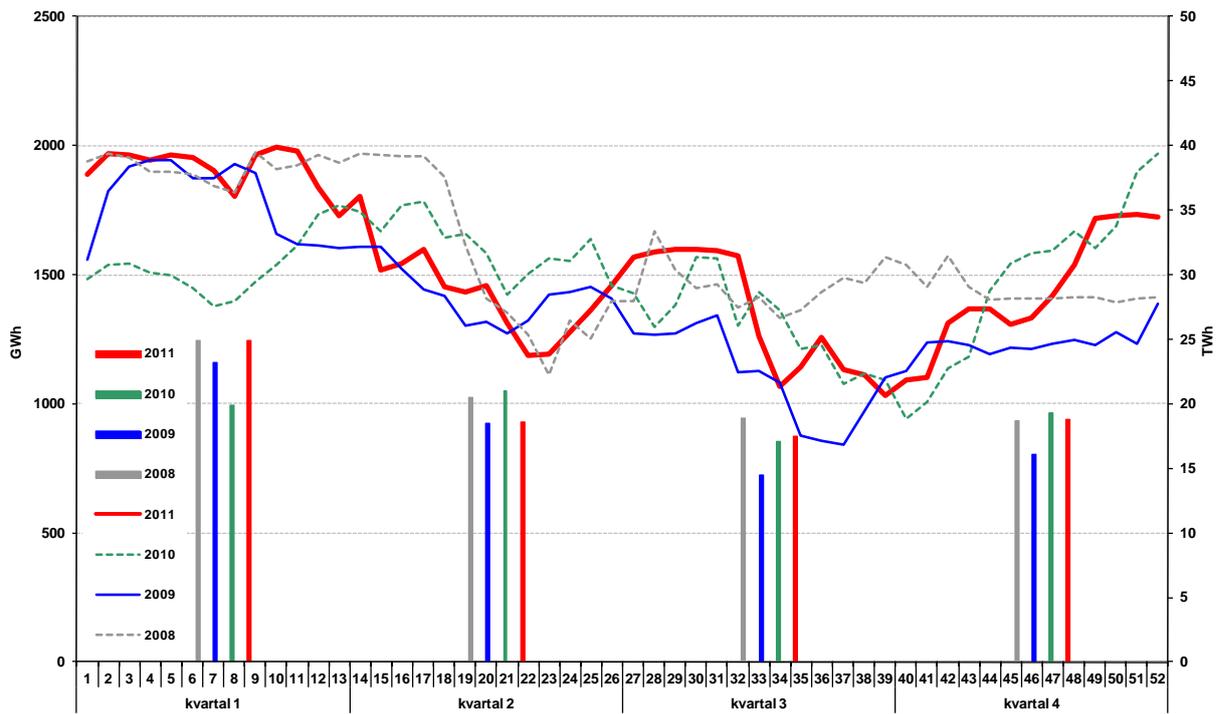
Figur 3.3 Norsk kraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



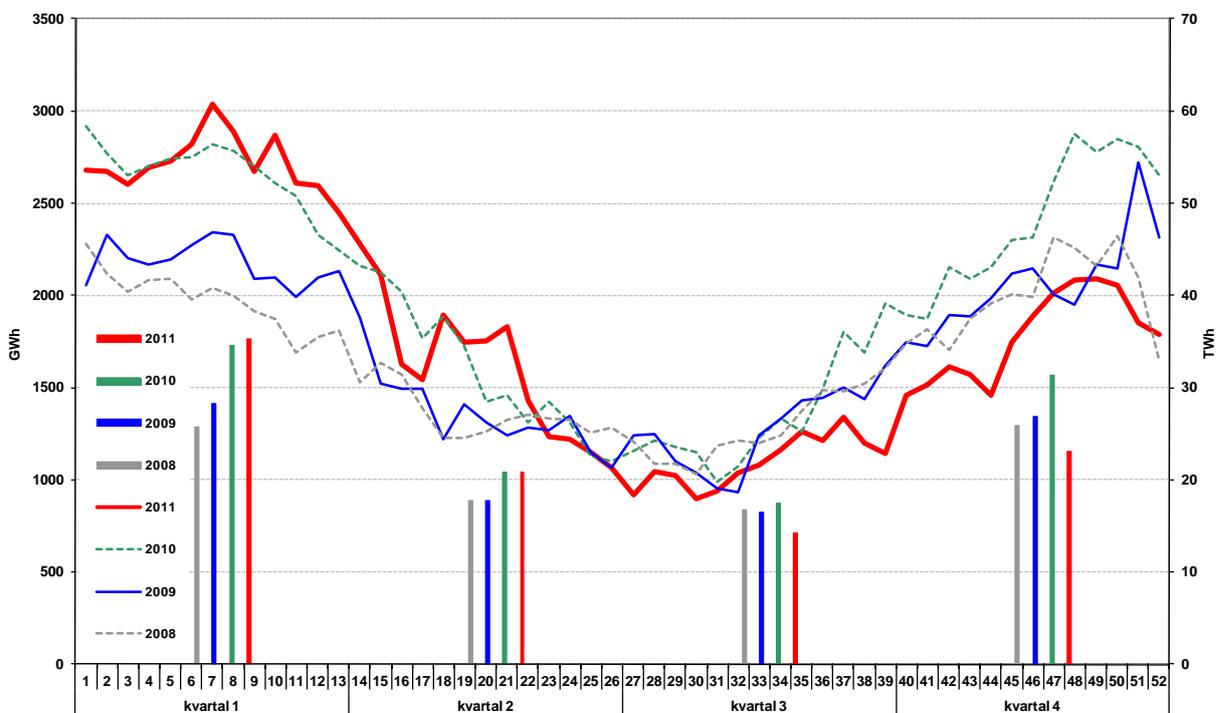
Figur 3.4 Nordisk vasskraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



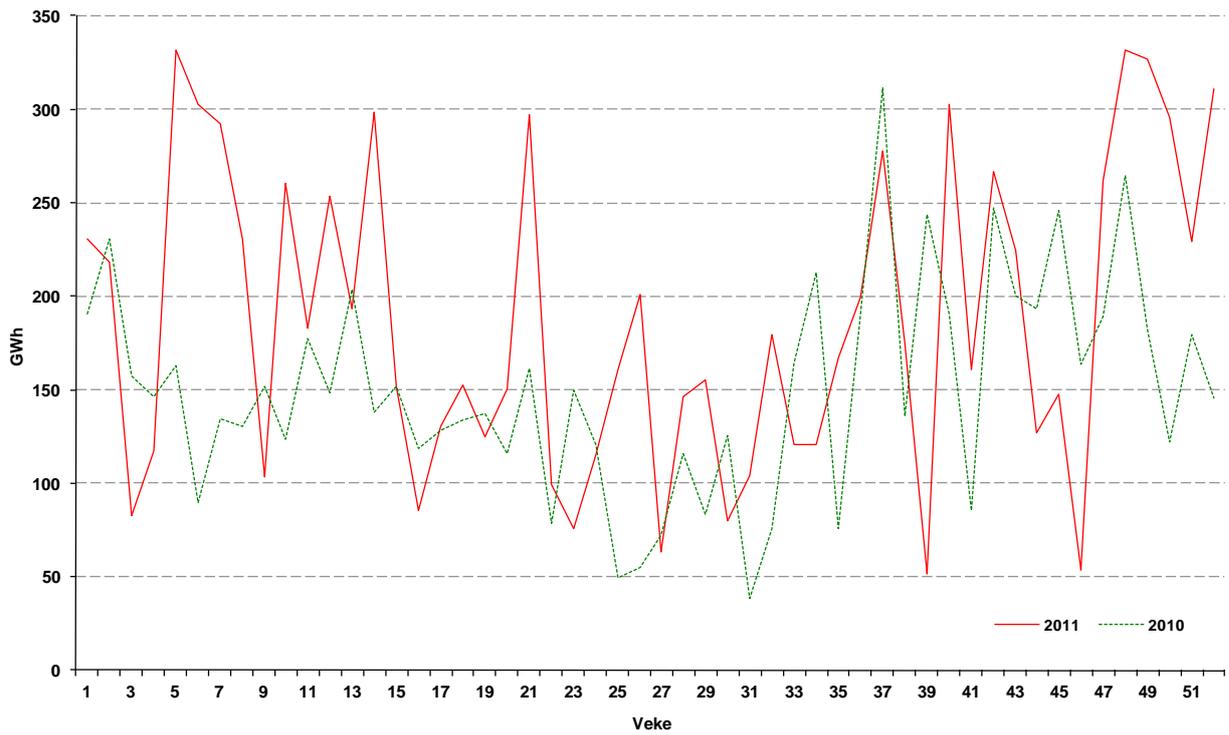
Figur 3.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



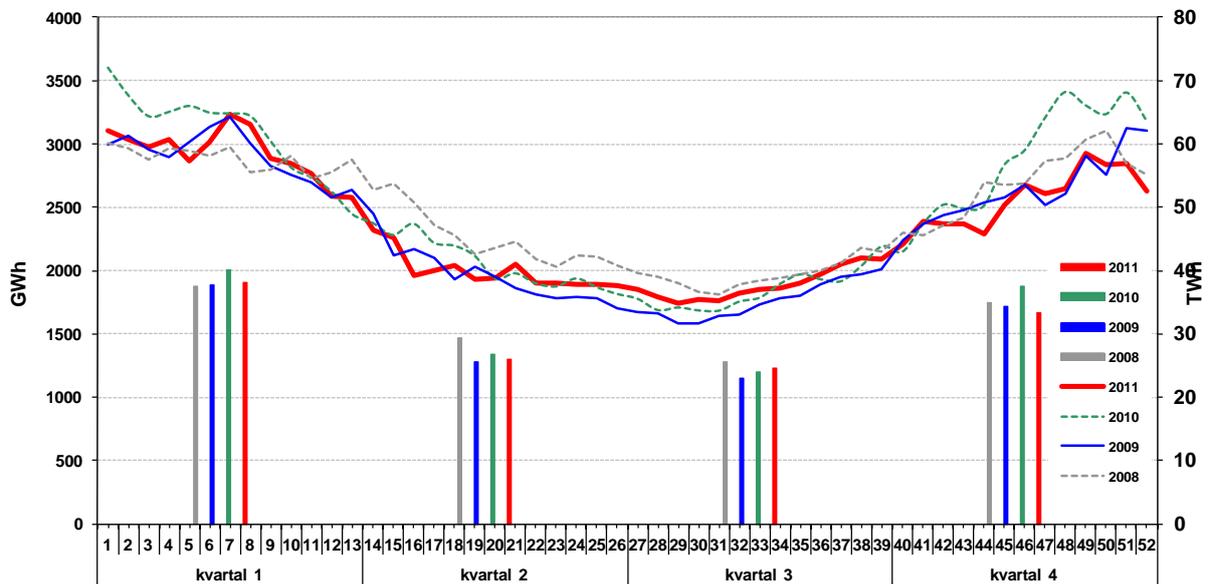
Figur 3.6 Anna nordisk kraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



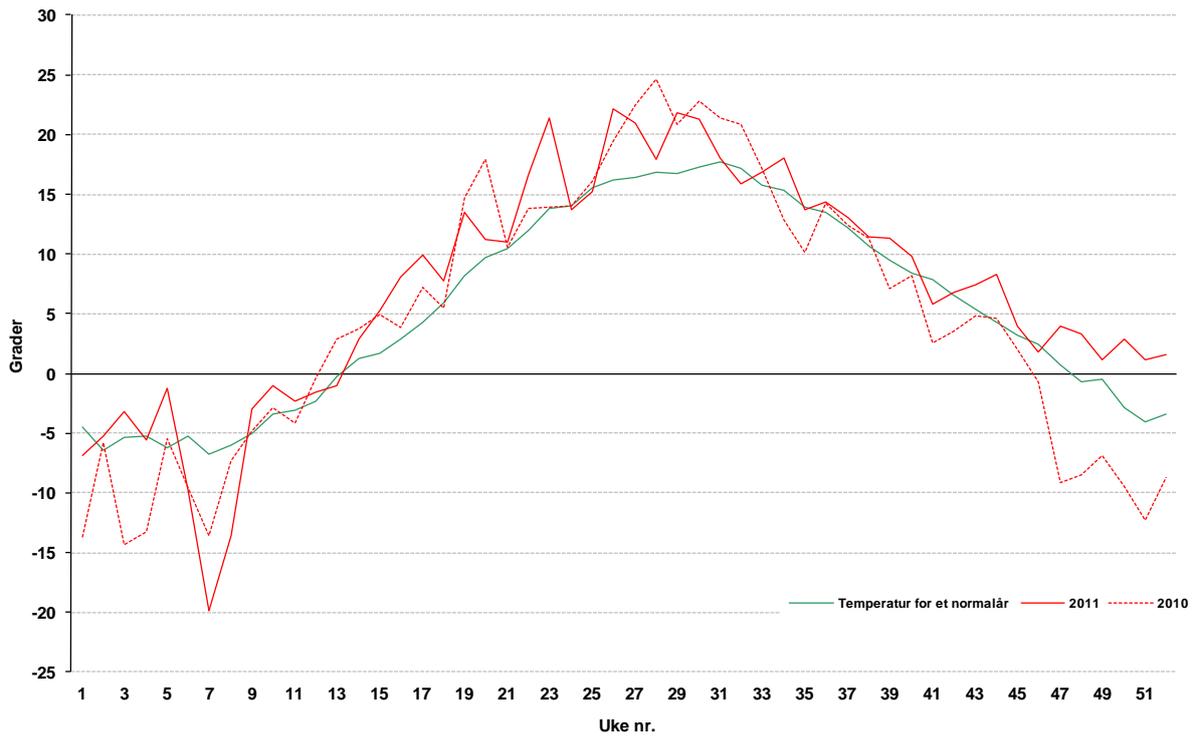
Figur 3.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2010 - 2011 GWh/veke. Kjelde: Energinet.dk



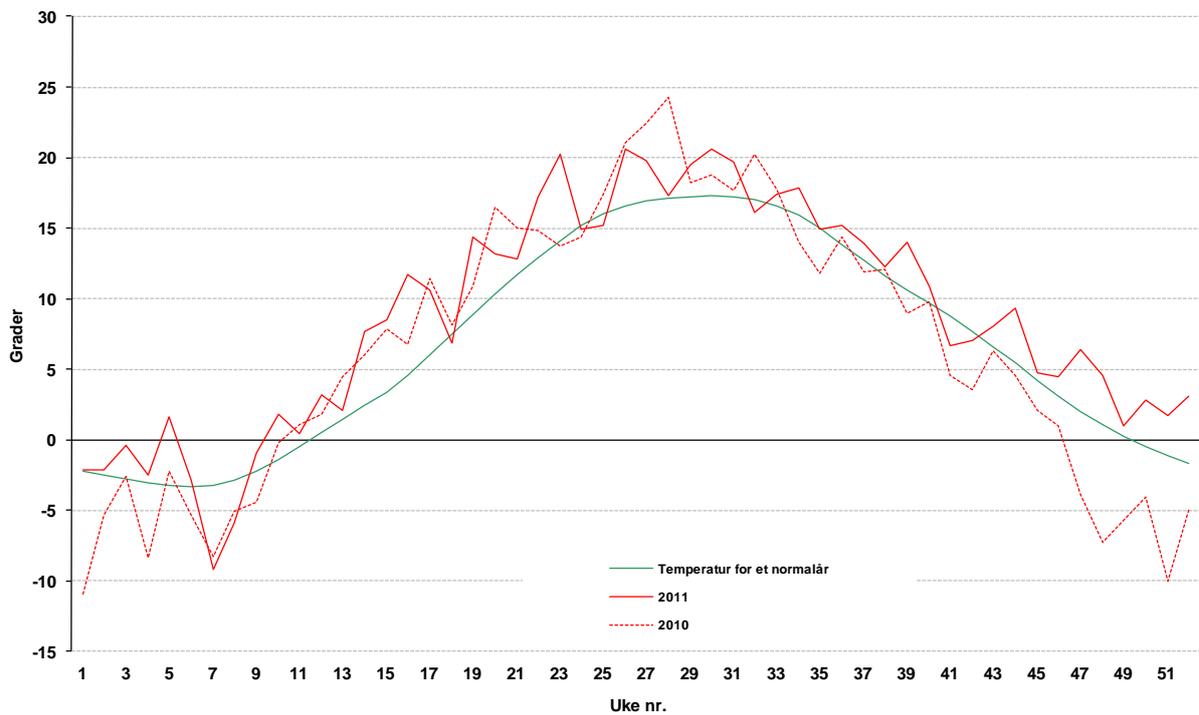
Figur 3.8 Norsk forbruk, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



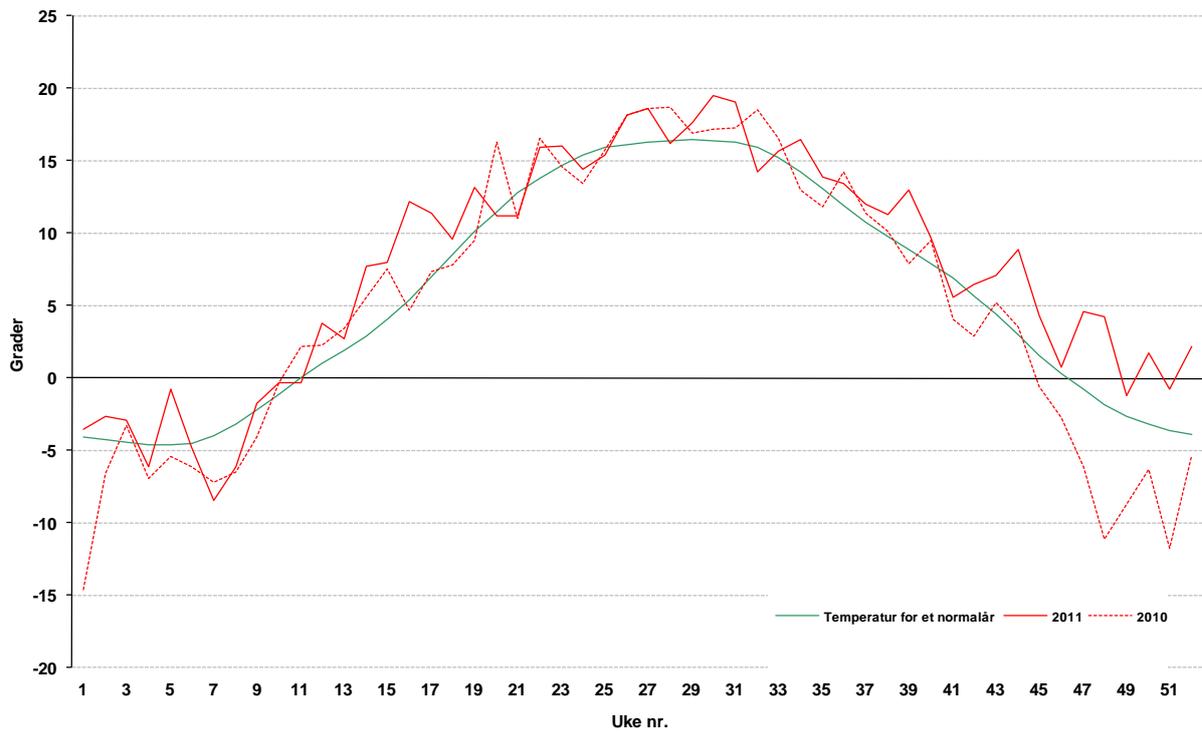
Figur 3.9 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



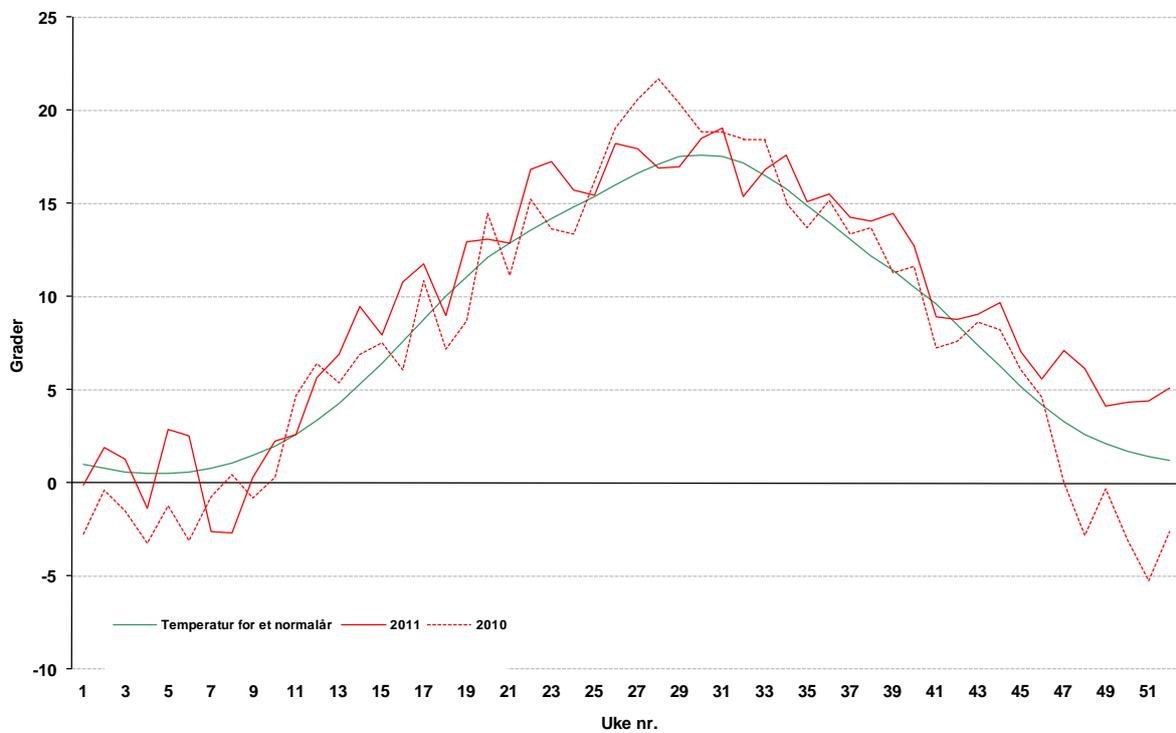
Figur 3.10 Temperaturutvikling - Stockholm, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: Nord Pool



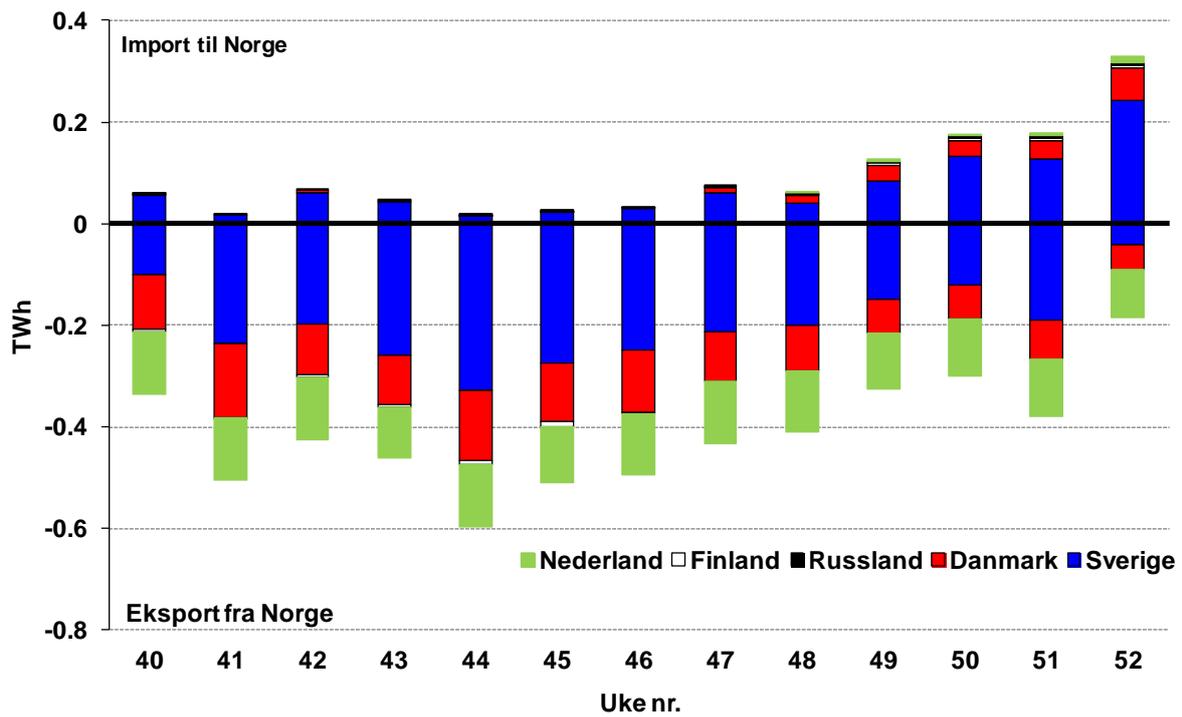
Figur 3.11 Temperaturutvikling - Oslo, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: Nord Pool



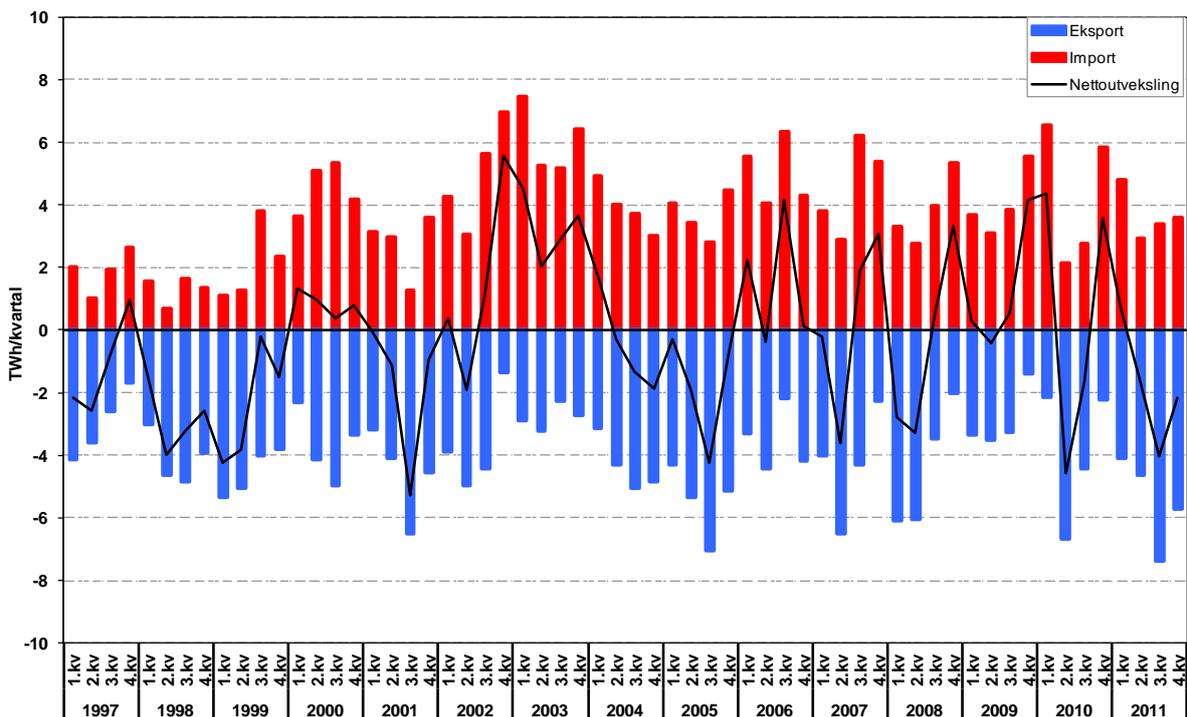
Figur 3.12 Temperaturutvikling - København, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



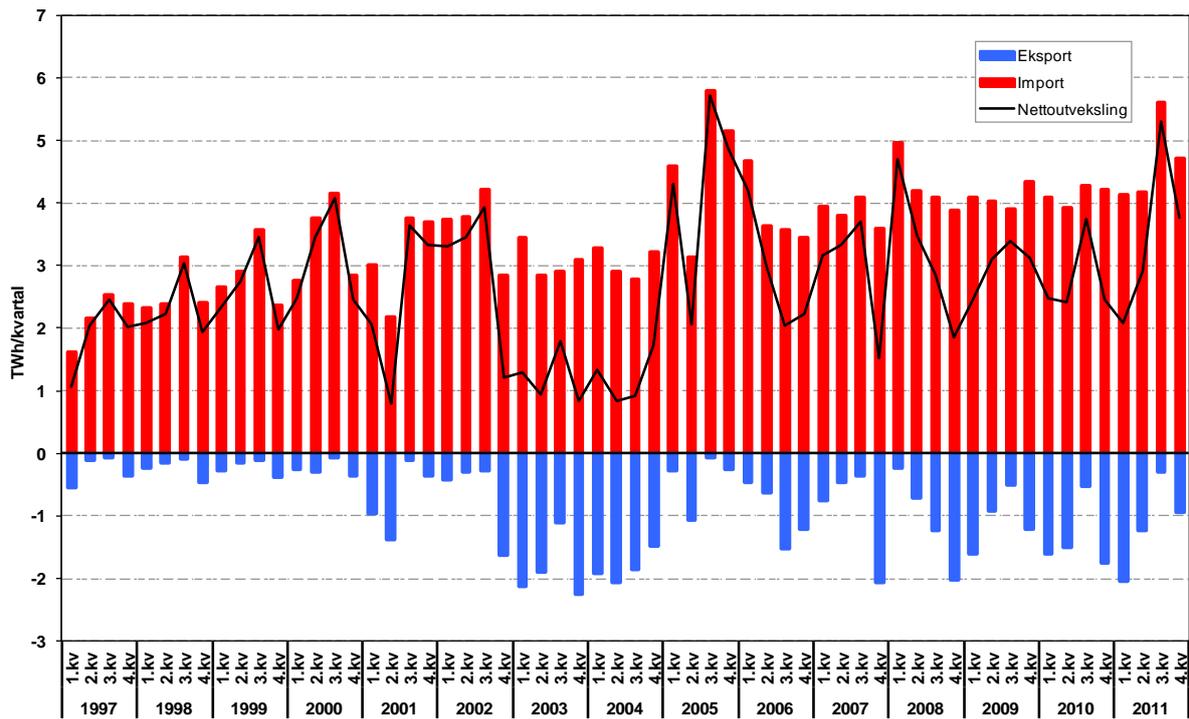
Figur 3.13 Norsk utveksling av kraft i fjerde kvartal 2011, TWh. Kjelde: Nord Pool.



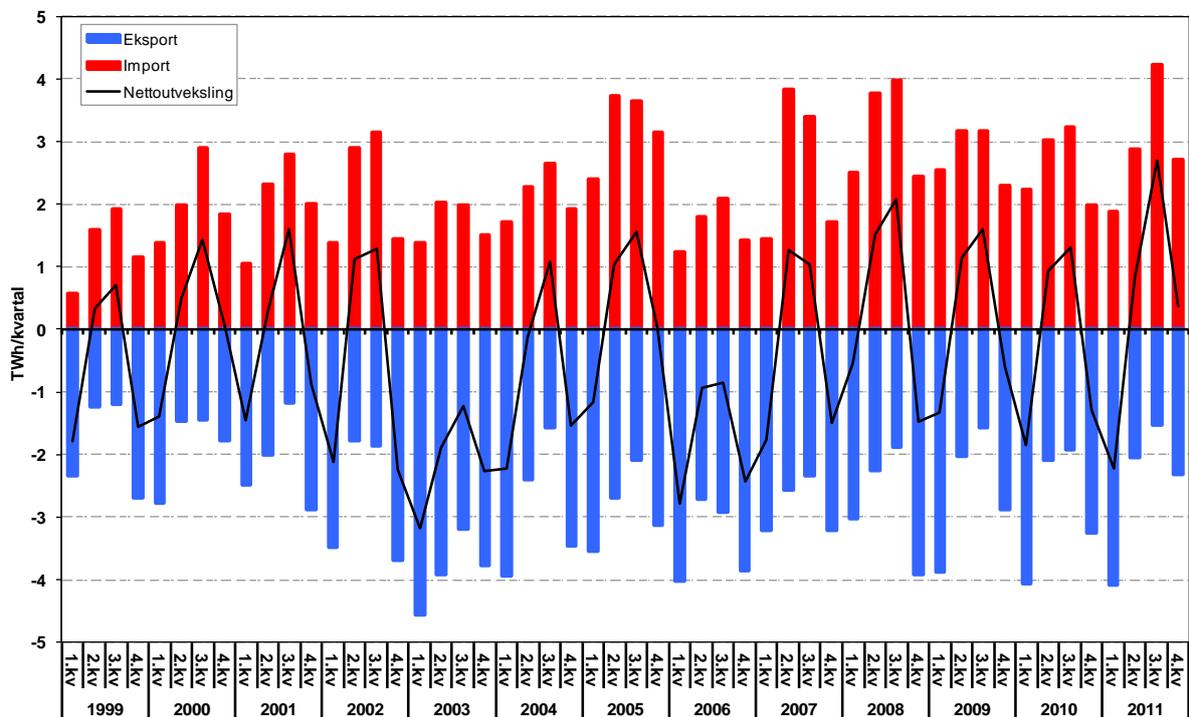
Figur 3.14 Import/eksport Sverige, 1997-2011, TWh. Kjelde: Nord Pool.



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



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



Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2012

- Nr. 1 Kvikkleireskred ved Esp, Byneset i Trondheim. Kari Øvrelid (20 s.)
- Nr. 2 Kvikkleireskred ved Esp, Byneset i Trondheim. Grunnundersøkelser. Kari Øvrelid (20 s.)
- Nr. 3 Første inntrykk etter ekstremværet Dagmar, julen 2011 (27 s.)
- Nr. 4 (s.)
- Nr. 5 Climate change impacts and uncertainties in flood risk management: Examples from the North Sea Region (62 s.)
- Nr.6 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2011. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.) (86 s.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

