



Kvartalsrapport for kraftmarknaden

3. kvartal 2011

Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)

24
2011

R A P P O R T



Rapport nr. 24

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 og Margit Iren Ulriksen.

Trykk: NVE sitt hustrykkeri

Opplag: 19

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0770-5

ISSN: 1501-2832

Samandrag: Vått vær i tredje kvartal 2011 gav høgt tilsig til dei norske vassmagasina. Fyllingsgraden i magasina auka derfor ifrå 67,2 prosent til 86,1 prosent i løpet av kvartalet. Det er litt under normal fyllingsgrad for utgangen av kvartalet. Kraftforbruket var 25,0 TWh, omlag som i tredje kvartal 2010. I allminneleg forsyning var det likevel ein nedgang i forbruket på 0,4 TWh til 16,1 TWh, noko som kan skuldast mildt vær. Samanlikna med tredje kvartal 2010 auka kraftproduksjonen med 6,9 TWh til 30,9 TWh. Det uvanleg høge produksjonsnivået har samanheng med at fleire kraftverk, etter kvart som dei store nedbørsmengdene fylde opp vassmagasina, var tvungne til å produsere for å unngå spill av vatn. Kraftoverskotet var derfor stort, og Noreg hadde nettoeksport av 5,9 TWh i tredje kvartal 2011. Forutan om den høge vasskraftproduksjonen og lågt innanlandsforbruk i sommarmånadane var også låg vindkraftproduksjon på kontinentet medverkande til den norske nettoeksporten. Kraftprisen var i snitt for kvartalet 241 kr/MWh i Vest-Noreg, 247 kr/MWh i Aust- og Sørvest-Noreg, 287 kr/MWh i Midt-Noreg og 288 kr/MWh i Nord-Noreg. I andre kvartal 2011 var dei tilsvarande snittprisane 30-40 prosent høgare. Prisfallet lot seg også merke i terminmarknaden for kraft, der fjerdekvartalskontrakten for 2011 fall med 12 prosent frå starten til slutten av kvartalet, og vart til sist handla for 324 kr/MWh.

Emneord: elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinfylling, 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

Innhald

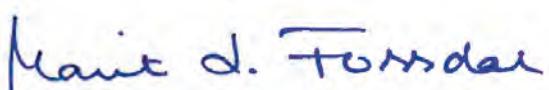
Forord	4
Samandrag	5
1 Kraftmarknaden i tredje kvartal 2011	6
1.1 Ressursgrunnlaget	9
1.1.1 Tilsig i Noreg	9
1.1.2 Tilsig i Sverige	10
1.1.3 Temperatur	10
1.1.4 Nedbør	11
1.1.5 Snø	13
1.1.6 Grunn- og markvatn	13
1.2 Magasinutviklinga	14
1.2.1 Mykje nedbør ga nær normal magasinfylling	14
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland	14
1.3 Produksjon	16
1.3.1 Noreg – sterk auke i produksjonen i tredje kvartal	18
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa	19
1.4 Forbruk	23
1.4.1 Noreg – liten auke i kraftforbruket i tredje kvartal	24
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa	27
1.5 Andre energiberarar i Noreg	29
1.5.1 Fyringsoljar	29
1.5.2 Ved	31
1.5.3 Anna bioenergi	32
1.5.4 Varmepumper	32
1.5.5 Fjernvarme	32
1.5.6 Gass	32
1.6 Kraftutveksling	33
1.6.1 Noreg	35
1.6.2 Andre nordiske land	36
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden	37
1.7.1 Spotmarknaden – stort fall i prisane	37
1.7.2 Terminmarknaden	39
1.8 Sluttbrukarmarknaden	44
1.8.1 Prisar og kontraktar	44
1.8.2 Leverandørskifte	50
1.8.3 Marknadsdelar	52
2 Vannmagasindisponering vintrene 2009/2010 og 2010/2011	59
2.1 Introduksjon	59
2.2 Teori	60
2.3 NVEs oppfølging av vanndisponeringen	62
2.4 Konklusjon	75
2.5 Litteraturliste	75
2.6 Vedlegg – Kart over magasinområdeinndelingen	76
3 Vedlegg	77

Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i tredje kvartal 2011. Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er tredje utgåve i kvartalsrapportens 8. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert 4-5 veker etter utløpet av kvartalet.

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

Oslo, 14. november 2011



Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Samandrag

Tredje kvartal 2011 var vêrmessig mildare og våtare enn normalt. Det kom store nedbørsmengder, spesielt i Sør-Noreg. Mykje av denne nedbøren kom vasskraftprodusentane til gode i form av tilsig til vasskraftmagasina. Totalt kom det 45,2 TWh tilsigsenergi, som er omlag 6,5 TWh meir enn normalt.

Fyllingsgraden i dei norske vassmagasina var ved inngangen til kvartalet 67,2 prosent. Dei store nedbør- og tilsigsmengdene fylde så opp magasina, og i slutten av kvartalet hadde magasinfyllinga auka til 86,1 prosent. Det er omlag som normalt ved utgangen av tredje kvartal.

Samanlikna med tredje kvartal 2010 auka det norske kraftforbruket med 0,1 TWh til 25,0 TWh. Når ein ser på forbruket i allminneleg forsyning, totalt 16,1 TWh, finn ein likevel ein nedgang på 0,4 TWh. Trulege er mildvêret igjennom kvartalet årsaka til denne forbruksreduksjonen. Samla kraftforbruk i Noreg dei siste 52 vekene var 128,4 TWh. Høgaste målte forbruk i ein 52-vekersperiode er 3,6 TWh høgare.

Noreg sin kraftproduksjon i tredje kvartal var 30,9 TWh. Det er 6,9 TWh meir enn i same kvartal 2010. Produksjonsnivået var uvanleg høgt grunna dei store nedbørsmengdene denne sommaren og hausten. Etter kvart som vassmagasina fylte seg opp vart det ved fleire kraftverkt naudsynt å produsere for å unngå spill av vatn. Den norske produksjonen dei siste 52-vekene var 125,9 TWh. Det er 17,2 TWh mindre enn høgaste målte produksjon i ein 52-vekersperiode.

Kraftoverskotet som følgde det høge produksjonsnivået resulterte i norsk nettoeksport av 5,9 TWh i løpet av kvartalet. I tredje kvartal 2010 var derimot den norske kraftutvekslinga med utlandet i balanse. Forutan om høg uregulerbar vasskraftproduksjon var også lågt innanlandsforbruk i sommarmånadane og lite vindkraftproduksjon på kontinentet medverkande til nettoeksporten i år.

Dei store vassmengdene i systemet pressa kraftprisane nedover, og i dei norske elspotområda falt snittprisen med nær 30-40 prosent frå andre til tredje kvartal. Vest-Noreg hadde den lågaste snittprisen, 241 kr/MWh. Snittprisen i Aust- og Sørvest-Noreg var litt høgare, 247 kr/MWh. I Midt- og Nord-Noreg var dei tilsvarande prisane 287 og 288 kr/MWh. Prisane falt mest mot slutten av kvartalet. Det var også den tida då fleire og fleire vassmagasin var fylt opp.

Presset hydrologien skapte i spotmarknaden påverka også terminmarknaden for kraft, og i slutten av kvartalet hadde prisen for fjerdekvartalskontrakten 2011 og førstekvartalskontrakten 2012 falt med høvesvis 12 og 6 prosent. Siste handelsdag i kvartalet vart dei to kontraktane prisset til 324 og 369 kr/MWh. Som i spotmarknaden var prisfallet størst i septembermånad. Kontraktane nærmast på terminkurva falt mest ettersom den høge magasinfyllinga førte til framleis høg risiko for spill av vatn utover hausten.

I løpet av tredje kvartal fall sluttbrukarprisane for kraft, slik som elspotprisane, i heile Noreg. For kundar med spotpriskontrakt var den gjennomsnittlege prisen 32,8 øre/kWh i Aust- og Sørvest-Noreg, 32,1 øre/kWh i Vest-Noreg, 37,7 øre/kWh i Midt-Noreg og 30,3 øre/kWh i Nord-Noreg. Tilsvarande pris for standar variabel kontrakt var 47,4 øre/kWh. Fastpriskontraktane med avtaletid på eitt og tre år kosta i snitt 51,4 og 51,3 øre/kWh kvar.

1 Kraftmarknaden i tredje kvartal 2011

Høgare tilsig enn normalt

Energitilsiget til dei norske vassmagasina i tredje kvartal 2011 var 45,2 TWh. Det er 6,5 TWh meir enn normalt. Samla energitilsig frå starten av året til utgangen av tredje kvartal var 117,6 TWh, eller 17,3 TWh meir enn normalt. For siste 52-vekersperiode har tilsiget vore 12,3 TWh høgare enn normalt, og totalt 134,8 TWh.

Mildare vær enn normalt i heile landet

Middeltemperaturane for kvartalet var høgare enn normalt. Størst avvik var det i september månad, og for landet under eitt var dette den femte varmaste september sidan 1900.

Vått i sør, men tørt i Nord

Tredje kvartal var vått i det meste av Sør-Noreg. Fleire stader vart det jamvel sett nye nedbørrekordar. I nord var det derimot tørt. Samla kom det 44 TWh nedbørenergi, som er drygt 13 TWh meir enn normalt.

Normale snømengder

Snømengda i dei norske fjella var omlag halvparten av normalen ved inngangen til tredje kvartal. Mot slutten av kvartalet var det meste av snøen smelta. Det er som normalt.

Magasinfylling litt under normalt

Ved utgangen av tredje kvartal var fyllingsgraden i dei norske vassmagasina nær normalen. Ettersom det ved inngangen til kvartalet var mindre snø enn normalt i fjella, var det dei store nedbørmengegdene denne sommaren og hausten som førte til normalnivå i vassmagasina. Fyllingsgraden steig frå 67,2 prosent i starten av kvartalet til 86,1 prosent i slutten av kvartalet. Medianfyllingsgrad for utgangen av tredje kvartal er, til samanlikning, 87,6 prosent. I slutten av tredje kvartal 2010 var fyllinga på 67,8 prosent. Det vil seie at det i slutten av tredje kvartal i år var lagra 15,4 TWh meir i dei norske vassmagasina enn på tilsvarende tidspunkt i 2010.

Høgare nordisk kraftforbruk

Norden hadde eit samla kraftforbruk på 79,3 TWh i tredje kvartal. Samanlikna med tredje kvartal 2010 er det ein auke på 0,4 TWh. For dei siste 52-vekene var forbruket 389,8 TWh. Det er 1,7 TWh meir enn i føregåande 52-vekersperiode. Hovudårsaka til denne forbruksveksten er truleg det kalde vêret i november og desember 2010.

Høgare nordisk kraftproduksjon

Kraftproduksjonen i dei nordiske landa i tredje kvartal var 81,4 TWh. Det er 5,4 TWh meir enn i tredje kvartal 2010. Produksjonsauken skuldast høgare vasskraftproduksjon. Den termiske kraftproduksjonen var redusert frå tredje kvartal 2010, og hadde såleis ein dempande effekt på den totale produksjonsauken. Dei siste 52-vekene er det produsert 5,7 TWh meir enn i føregåande 52-vekersperiode, totalt 378,1 TWh. Denne auken skuldast i hovudsak høgare svensk kjernekraftproduksjon.

Litt høgare norsk kraftforbruk

Kraftforbruket i Noreg auka med 0,1 TWh frå tredje kvartal 2010 til 25,0 TWh i same kvartal i år. Forbruket er det femte høgaste registrert for tredje kvartal nokon gong. I løpet av dei siste 52-vekene er det brukt 128,4 TWh kraft i Noreg, mot 129,3 TWh i same periode eitt år tidlegare. Det er også 3,6 TWh lågare enn det høgaste målte forbruket i éin 52-vekersperiode. Sjølv om det totale kraftforbruket i tredje kvartal i år auka

samanlikna med tilsvarende kvartal i fjor gjekk forbruket i allminneleg forsyning ned frå 16,5 TWh til 16,1 TWh. Varmare vêr i tredje kvartal i år enn i fjor kan forklare noko av denne nedgangen.

Høgare norsk kraftproduksjon

Den norske kraftproduksjonen i tredjekvartal i år var 30,9 TWh, ein auke på 6,9 TWh frå same kvartal 2010. Det er den tredje høgaste produksjonen registrert i tredje kvartal nokon gong. Bakgrunnen for det høge produksjonsnivået er høg tvungen vasskraftproduksjon som følgje av dei store nedbørsmengdene denne sommaren og hausten. I siste 52-vekersperiode er det produsert 126,5 TWh kraft i Noreg, mot 125,9 TWh i dei føregåande 52-vekene. Høgaste målte norske kraftproduksjon i éin 52-vekersperiode er 17,2 TWh høgare.

Nordisk nettoeksport

I motsetnad til første og andre kvartal 2011 var Norden nettoeksportør av kraft i tredjekvartal. Nettoeksporten var på 1,9 TWh, og til samanlikning var det i same kvartal året før nettoimport på 3,1 TWh. Endringa skuldast først og fremst auka eksport ifrå Noreg og Sverige. Desse to landa hadde, i samband med store vassmengder, høg uregulerbar vasskraftproduksjon, noko som utløyste eksport.

Norsk nettoeksport

Noreg hadde nettoeksport på 5,9 TWh i tredje kvartal, mot balanse i tilsvarende kvartal eitt år tidlegare. Første veka i kvartalet (veke 27) vart det jamvel sett ny rekord for norsk nettoeksport i løpet av éi veke, 617 GWh. Den høge nettoeksporten var eit resultat av låg vindkraftproduksjon på kontinentet, mykje uregulerbar norsk vasskraftproduksjon, samt lågt innanlandsforbruk i sommarmånadane.

Stort prisfall i spotmarknaden

Mykje nedbør gav høg magasinfylling i tredje kvartal, og førte til tvungen vasskraftproduksjon frå fleire kraftverk. Samstundes gav mildare vêr enn normalt redusert kraftteterspørsel. Til saman førte desse forholda til stor prisnedgang i den nordiske spotmarknaden for kraft, spesielt i Noreg og Sverige.

Prisnedgang på nær 40 prosent i Noreg

Vest-Noreg hadde ein snittpris for tredje kvartal på 241 kr/MWh. Det er nesten 40 prosent lågare enn i andre kvartal, og den lågaste snittprisen i Norden. Snittprisen i Aust- og Sørvest-Noreg gjekk også ned med nesten 40 prosent til 247 kr/MWh. I Midt- og Nord-Noreg var dei same snittprisane 287 og 288 kr/MWh, ned høvesvis omrent 40 og 30 prosent.

Den svenske spotprisen følgde i stor grad den norske prisutviklinga, og i snitt for tredje kvartal var prisen 291 kr/MWh, ned omlag 28 prosent frå andre kvartal. I Finland og på Jylland og Sjælland var tilsvarende pris 335, 353 og 366 kr/MWh. Det er ein nedgang på høvesvis 16, 14 og 11 prosent. Desse prisane var tettare knytt til utviklinga på kontinentet, og prisnedgangen var derfor ikkje like stor som i Noreg og Sverige. Prisane på kontinentet var på nivå med dei nordiske i starten av kvartalet og fram til september, sidan vart dei liggande over.

Lågare nordiske terminprisar

I slutten av tredje kvartal vart terminkontraktane for fjerde kvartal 2011 og første kvartal 2012 handla for 324 og 369 kr/MWh ved den nordiske kraftbørsen Nasdaq OMX. Det var eit prisfall på høvesvis 12 og 6 prosent frå starten av kvartalet. Prisnedgangen var størst i september månad. Dei store nedbørsmengdene utover kvartalet gjorde at fleire vassmagasin var

tilnærma fulle i starten av september. Det var derfor høg uregulerbar vasskraftproduksjon, og i saman med mildare vær enn normalt gav det låge spotprisar. Situasjonen fekk innverknad på terminmarknaden ved at kontraktane nærmast på terminkurva falt mykje i pris, men den betra hydrologiske balansen gav lågare prisar også lenger ute på kurva.

Stabile prisar i den tyske terminmarknaden

Ved den tyske kraftbørsen EEX haldt fjerdekvartalskontrakten for 2011 og førstekvartalskontrakten for 2012 seg på eit stabilt prisnivå igjennom kvartalet. Dei to kontraktane hadde ein gjennomsnittleg pris på 485 og 488 kr/MWh.

Lågare sluttbrukarprisar i heile Noreg

Sluttbrukarprisane hadde same utvikling i tredje kvartal som kraftprisane i engrosmarknaden. For ein gjennomsnittleg forbrukar var derfor straumprisen lågare enn i andre kvartal i år og tredje kvartal i fjor. I Aust- og Sørvest-Noreg låg prisen for spotpriskontraktar på gjennomsnittleg 32,8 øre/kWh, i Vest-Noreg 32,1 øre/kWh, i Midt-Noreg 37,7 øre/kWh og i Nord-Noreg 30,3 øre/kWh. Prisane var dermed 11,7 – 19,5 øre/kWh lågare enn i andre kvartal i år, og 7,7 – 15,2 øre/kWh lågare enn i tredje kvartal i fjor.

Standard variabel kontrakt hadde ein gjennomsnittleg pris for tredje kvartal på 47,4 øre/kWh inkl. mva. I andre kvartal var snittprisen 13,7 øre/kWh høgare, og i tredje kvartal i fjor 2,6 øre/kWh høgare. Den gjennomsnittlege prisen for fastpriskontrakt med avtaletid på eitt år var 51,4 øre/kWh, ned 7,8 øre/kWh frå andre kvartal, men opp 0,3 øre/kWh frå tredje kvartal 2010. Tilsvarande snittpris for fastpriskontrakt med avtaletid på tre år var 51,3 øre/kWh, ned 7,9 øre/kWh ifrå andre kvartal, og opp 1,2 øre/kWh ifrå tredje kvartal 2010.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Noreg

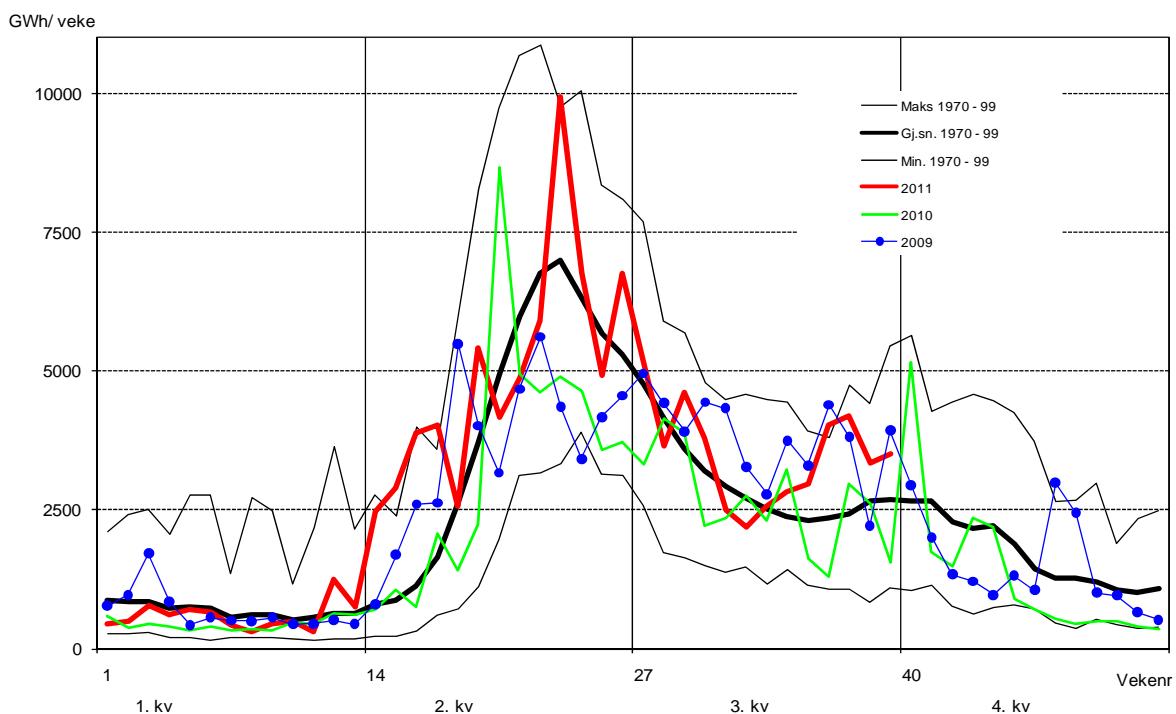
I tredje kvartal 2011 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 45,2 TWh, eller 6,5 TWh meir enn normalt. Tilsiget var 10,9 TWh høgare enn for same periode i 2010.

I dei tre første kvartala har tilsiget vore 117,6 TWh. Det er 17,3 TWh meir enn normalt, og 34,3 TWh meir enn i 2010. Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 134,8 TWh, eller 12,3 TWh meir enn normalt. Dei siste 24 månadene har tilsiget vore 238 TWh eller 7 TWh mindre enn normalt.

Resurstillgang TWh	3.kv. 2011	Avvik fra normalt	Siste 12 månader	Avvik fra normalt
Tilsig Noreg	45,2	+ 6,5	134,8	+12,3
Nedbør Noreg	44,0	+13,2	140,3	+17,8
Tilsig Sverige	26,3	+ 8,6	73,0	+10,9
Snø Noreg		Utgangen av 3 kv. Lite snø (normalt)		Utgangen av 3 kv. Lite snø (normalt)

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. Tilsiget har ligge over normalen i store deler av tredje kvartal trass i at det mange stader var lite snø i fjellet sist vinter. Årsaka til det høge tilsiget er at det har vore ein særskilt nedbørsrik sommar og haust, spesielt i Sør-Noreg. Gjennom sommaren har det vore flaum i ei rekke elver over heile landet. Vassdrag med lita reguleringsgrad har vore spesielt utsette.

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 26,3 TWh i tredje kvartal 2011, eller 8,6 TWh meir enn normalt, og 8,4 TWh meir enn i same periode i 2010.

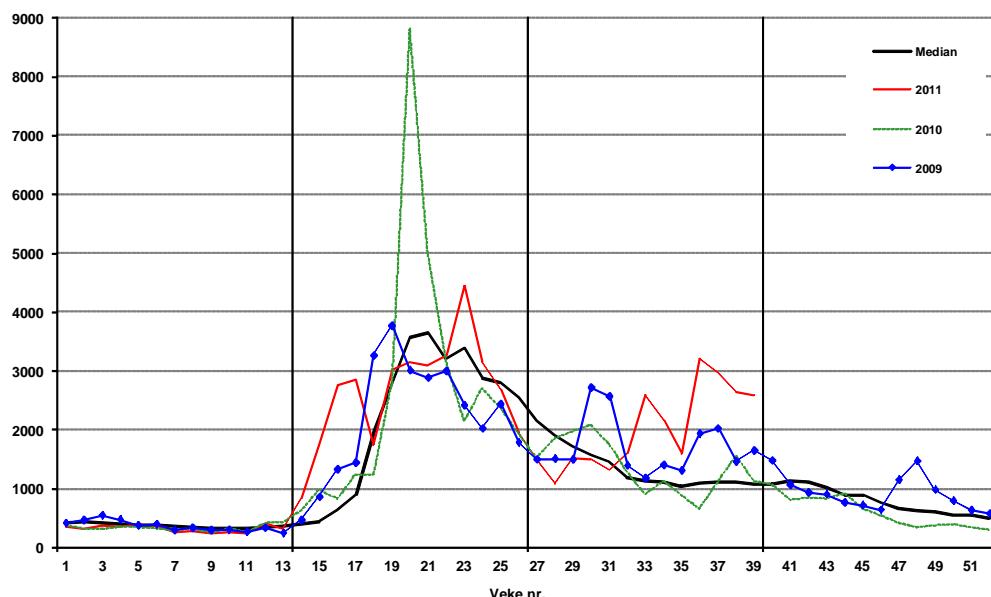
I årets ni første månader har tilsiget vore 65,2 TWh. Det er 13,5 TWh over normalt, og 9,3 TWh høgare enn i same periode i 2010.

Dei siste 12 månadene har tilsiget til dei svenske kraftmagasina vore 73,0 TWh. Det er 10,9 TWh meir enn normalt, og 5,0 TWh meir enn i tilsvarende periode eit år tidlegare.

Dei siste 24 månadene har tilsiget vore 141 TWh. Det er nesten 17 TWh meir enn normalt.

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

GWh/veke

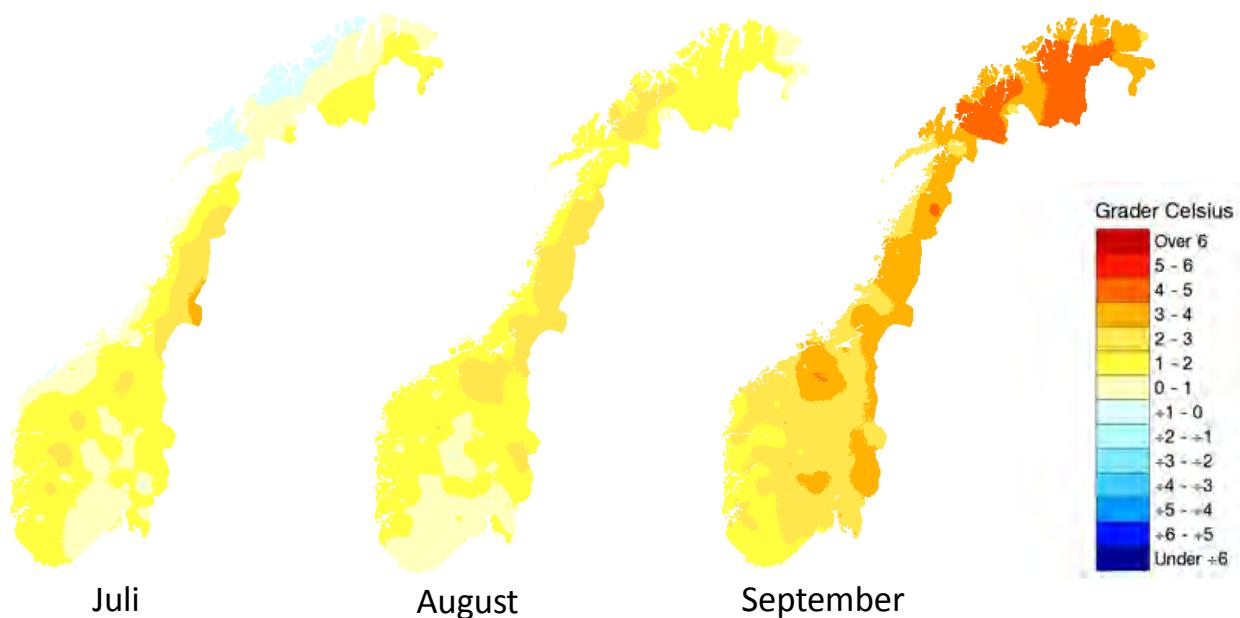


1.1.3 Temperatur

Både i juli, august og september var månads middeltemperaturane over normalt i det meste av landet. Dei største avvika var i Nord-Noreg i september. I Vardø finst det temperaturobservasjonar tilbake til 1829. Her har det aldri tidlegare vore registrert ein så mild september som i år. Førre rekord var i 1938. For Noreg er dette den femte varmaste september sidan 1900 (met.no).

Figur 1.1.3 Temperaturavvik i °C frå normalt (1971-2000) for juli, august og september 2011.

Kjelde: NVE og met.no



1.1.4 Nedbør

I store deler av Sør-Noreg har det kome meir nedbør enn normalt gjennom heile tredje kvartal. Både i juli, august og september vart det satt nye nedbørrekordar mange stader i Noreg. Til dømes vart det registrert rekordmykje nedbør i løpet av juli på stasjonane Gulsvik i Buskerud og Borsæ i Telemark. Her har ein registreringar tilbake til 1922 og 1953. I august vart det registrert rekordar både i Nord- og Sør-Trøndelag, Sogn og Fjordane, Telemark, Buskerud, Oppland, Akershus og Hedmark. I Nord-Odal i Hedmark var årets august den våtaste på over 100 år. I september var det spesielt fuktig i Østfold, men også andre stader i Sør-Noreg blei det satt nedbørrekordar denne månaden. I Sarpsborg og Halden, kor ein har nedbørobservasjonar tilbake til 1896 og 1882, er det aldri tidlegare målt så mykje nedbør i september som i år.

Samtidig som det var vått i sør, var det tørt i nord. I Finnmark var det fleire stasjonar som sette ny rekord for låg nedbør i både august og september.

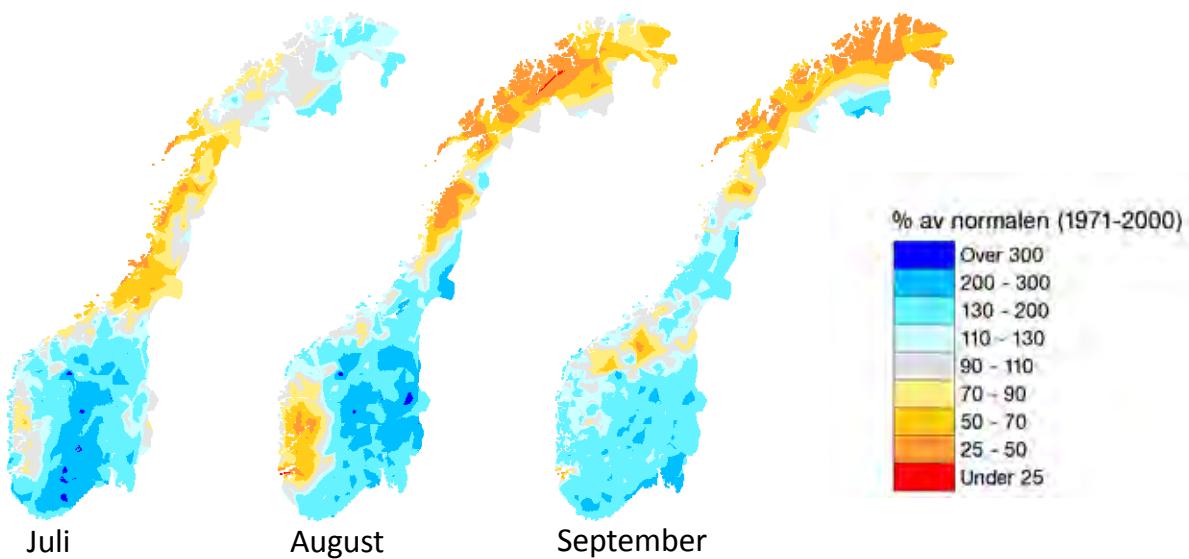
Ut ifrå met.no sine tal er det for Noreg kome 35 prosent meir nedbør enn normalt så langt i år. Det er sammen med 1989 det våtaste året nokon gong. Desse berekningane går tilbake til 1900.

Rekna i nedbørenergi kom det i tredje kvartal om lag 44 TWh. Det er drygt 13 TWh, eller 40 prosent, meir enn normalt. Vi må tilbake til 1988 for å finne ein større berekna nedbørenergi i løpet av tredje kvartal enn i år.

Figur 1.1.5 syner at det har vore jamt meir nedbør enn normalt heilt sidan midt i andre kvartal. Frå veke 20 til veke 39 har det kome 68 TWh nedbørenergi. Det er heile 25 TWh meir enn normalt for denne perioden. Dette er langt meir enn ein nokon gong har registrert i løpet av desse vekene dei siste 50 åra. Den førre rekorden var på 56 TWh i 1964.

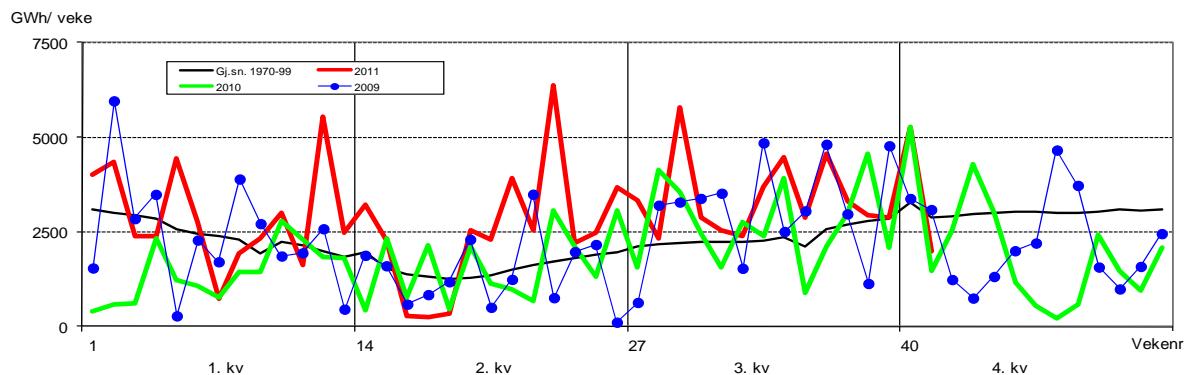
Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) for april, mai og juni 2010.

Kjelde: NVE og met.no

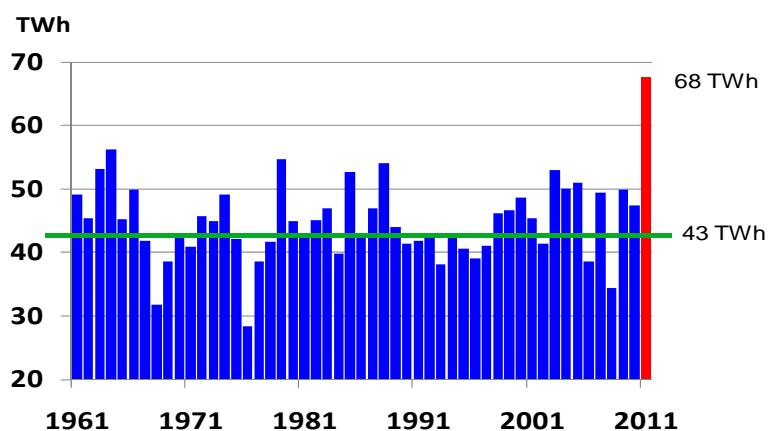


I dei tre første kvartala i 2011 har det kome 114 TWh nedbører energi. Det er 31 TWh, eller drygt 35 prosent meir enn normalt. Lite nedbør i fjerde kvartal i fjor, gjer at i sum for dei siste 12 månadane har det kome 18 TWh meir enn normalt, eller totalt 140 TWh.

Figur 1.1.5 Berekna nedbører energi i 2009, 2010 og 2011. GWh/veke. Kjelde: NVE



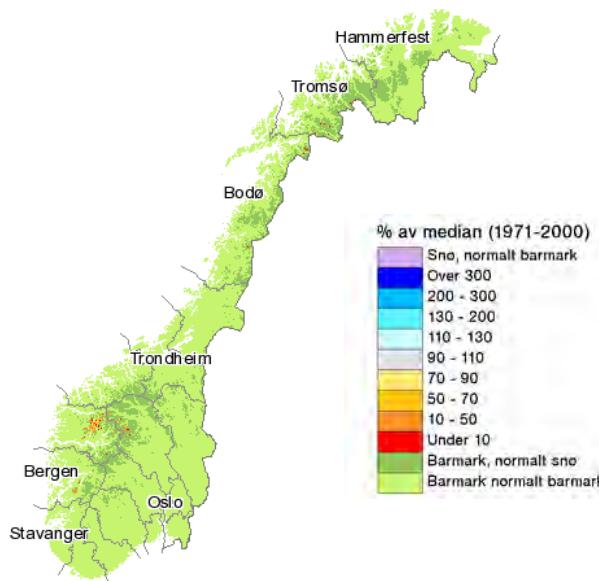
Figur 1.1.6 Berekna nedbører energi veka 20 - 39 for åra 1961-2011. Kjelde: NVE



1.1.5 Snø

I høve til normalt var det ved inngangen til tredje kvartal omlag halvparten av normale snømengder i dei norske fjella. Ut over kvartalet smelta den attverande snøen, og det var lite igjen mot slutten av kvartalet. Det er omrent som normalt for årstida.

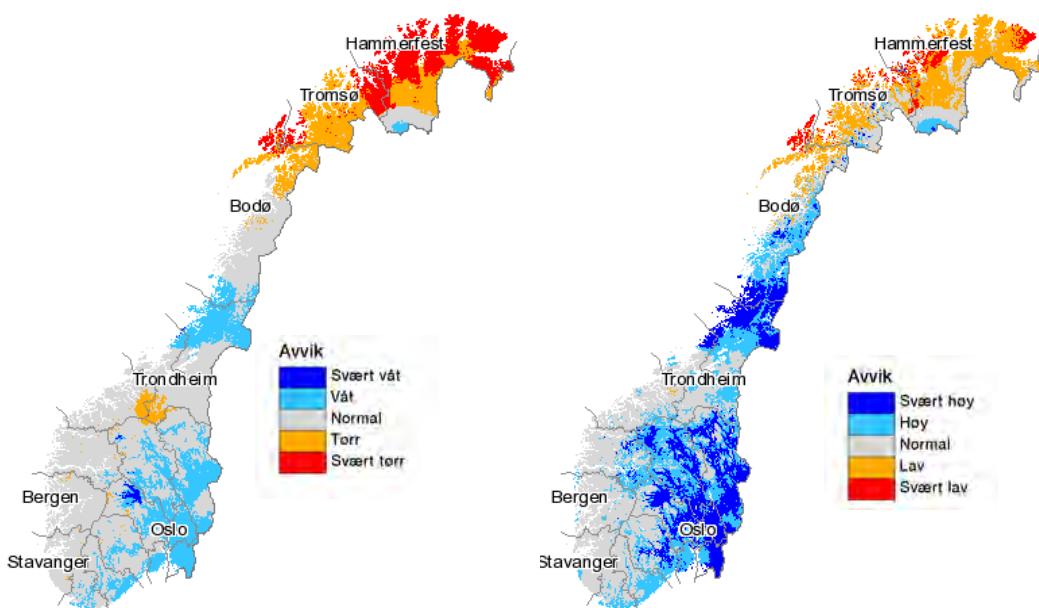
Figur 1.1.7 Snømengd i prosent av median (1971- 2000) pr. 30. september 2011. Kjelde NVE og met.no.



1.1.6 Grunn- og markvatn

Både kartet som viser markvatnunderskott og grunnvasstand i høve til normalt ved utgangen av tredje kvartal speglar nedbørtilhøva i august og september. Mykje regn i Søraust- og Midt-Noreg ga fuktige tilhøve, medan det lenger nord både var tørt i bakken og lågare grunnvasstand enn normalt.

Figur 1.1.8 Markvatnunderskott (venstre) og grunnvasstand (høgre) 30. september 2011 som avvik i høve til normalt for perioden 1990 - 2008. Kjelde NVE.



1.2 Magasinutviklinga

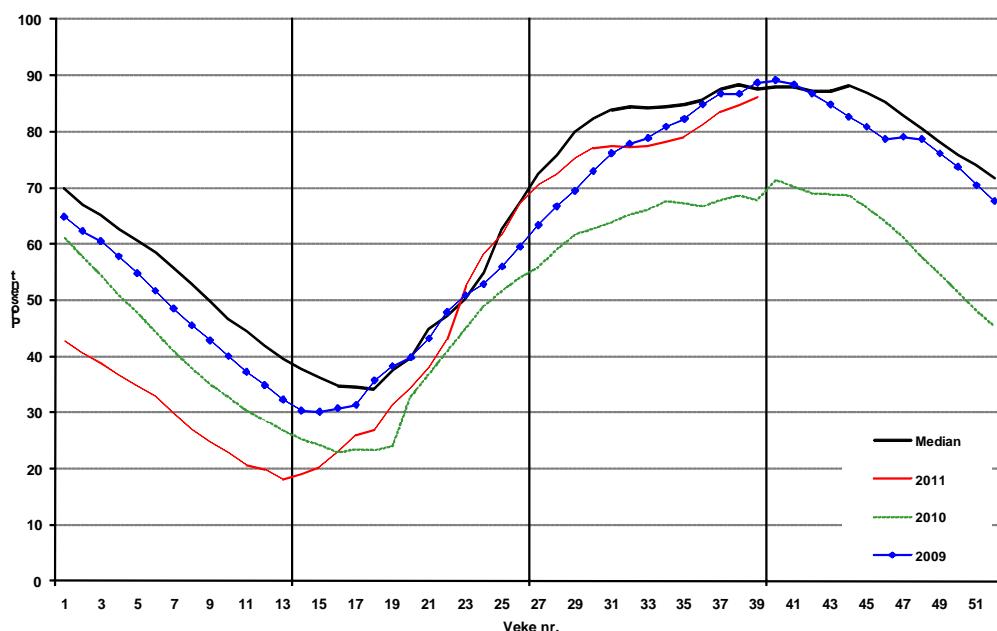
1.2.1 Mykje nedbør ga nær normal magasinfylling

Ved inngangen til tredje kvartal 2011 var fyllingsgraden i dei norske vassmagasina 67,2 prosent. Det er omlag som normalt¹ for årstida og 13,2 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2010. Ein sommar og haust med mykje nedbør førte til nær normal magasinfylling i slutten av september, trass i snømengder godt under det normale ved inngangen til kvartalet.

Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 86,1 prosent, eller 1,5 prosenteiningar under normalt for årstida. Fyllinga ved utgangen av tredje kvartal 2011 var 18,3 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2010. Det svarar til ei energimengde på 15,4 TWh.

Magasin-fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av tredje kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2011	2010	Median	
Noreg	86,1	67,8	87,6	84,3
Sverige	90,4	73,7	81,7	33,8
Finland	60,3	61,7	68,7	5,5

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



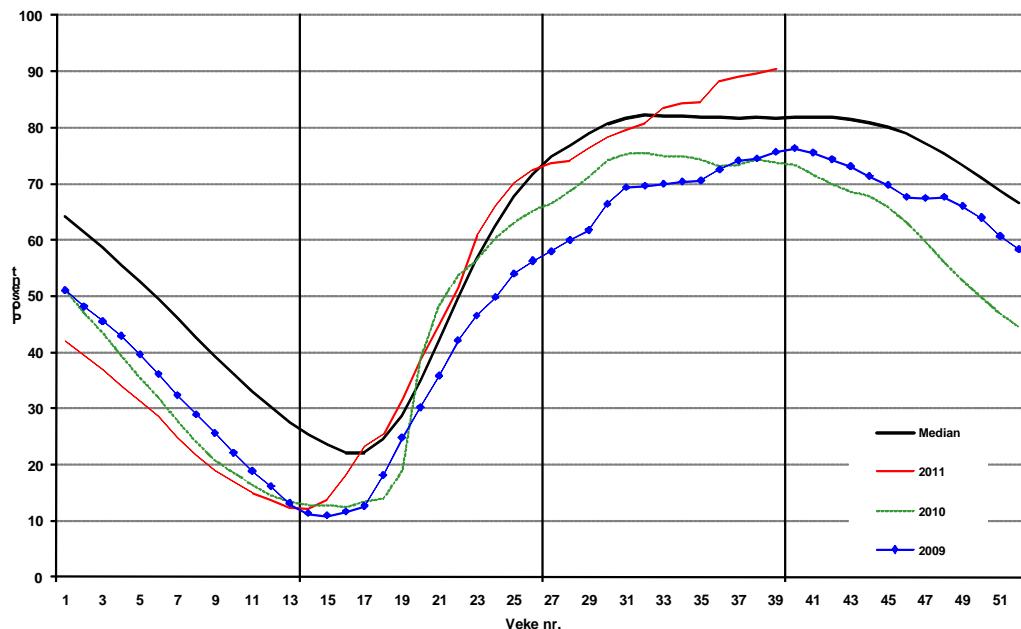
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved inngangen til tredje kvartal 2011 var fyllingsgraden for svenske magasin 72,4 prosent. Det er 0,9 prosenteiningar over medianverdien² til same tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 90,4 prosent, eller 8,7 prosenteiningar over medianverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av tredje kvartal 2011 var 16,7 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2010. Det svarar til ei energimengde på 5,7 TWh.

¹ Median for perioden 1990-2007

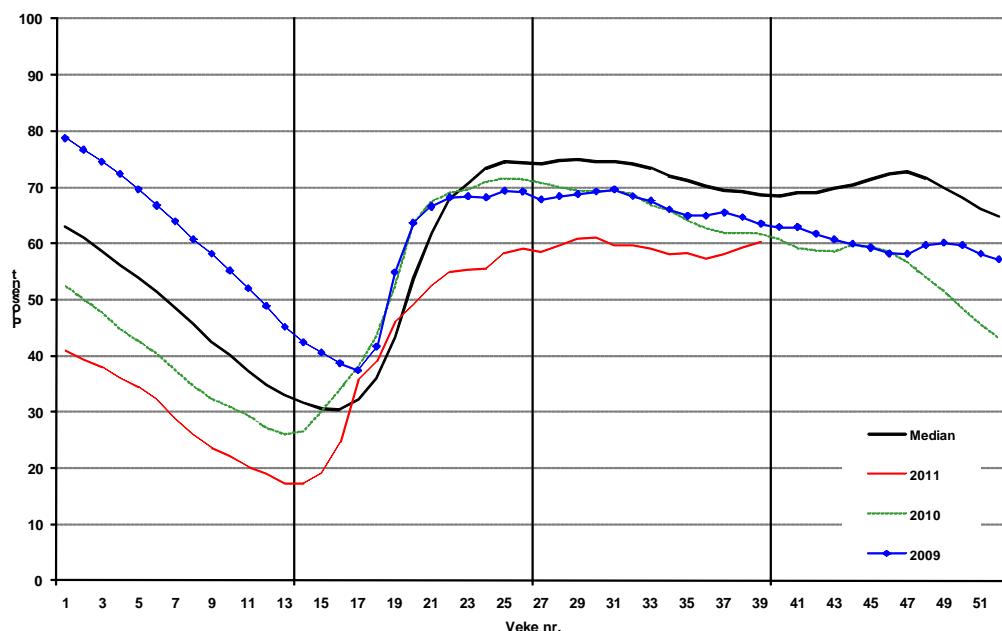
² Middelverdiar for perioden 1950-2008.

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



Ved inngangen til tredje kvartal 2011 var fyllingsgraden for finske magasin 59,1 prosent. Det er 15,3 prosenteiningar under medianverdien til same tid for perioden 1978-2001. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 60,3 prosent, eller 8,4 prosenteiningar under medianverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av tredje kvartal 2011 var 1,4 prosenteiningar lågare enn til same tid i 2010. Det svarar til ei energimengde på 0,1 TWh.

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



I sum var det dermed lagra 5,6 TWh meir energi i svenske og finske vassmagasin enn ved utgangen av tredje kvartal i fjor. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av tredje kvartal i år 106,5 TWh, eller 21,0 TWh meir enn til same tid i 2010, og 1,2 TWh meir enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

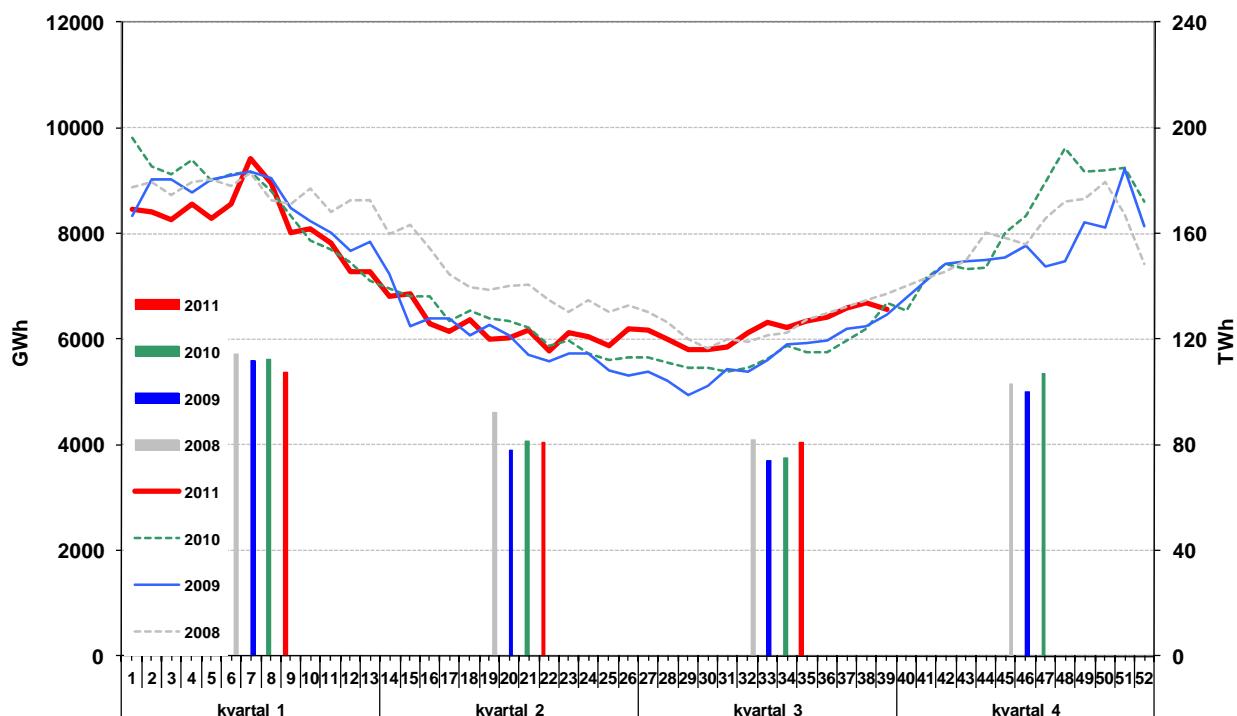
1.3 Produksjon

I tredje kvartal vart det produsert 81,4 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 5,4 TWh meir enn i tredje kvartal 2010. Monaleg høgare vasskraftproduksjon medverka til auken. Dårlegare lønnsemid for termisk kraftproduksjon bidrog til at denne typen produksjon var lågare i tredje kvartal i år enn i fjor. Det dempa den samla produksjonsauken.

	TWh	3.kv. 2011	Endring frå 3.kv. 2010	Siste 52 veker	Endring frå føregåande 52 veker
Noreg	30,9	24,2 %	126,5	0,4 %	
Sverige	32,5	8,2 %	143,9	3,9 %	
Finland	12,5	-12,3 %	71,8	-1,4 %	
Danmark	5,5	-19,3 %	35,9	2,1 %	
Norden	81,4	7,1 %	378,1	1,5 %	

Den samla kraftproduksjonen i Norden har vore 378,1 TWh dei siste 52 vekene. Det er 5,7 TWh meir enn dei føregåande 52 vekene. Produksjonen auka i alle land, unntatt Finland. Det er hovudsakleg kjernekraftproduksjonen som har vore høgare dei siste 52 vekene enn dei 52 føregåande vekene.

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



Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for dei siste 52 vekene fordelt på teknologiar. Totalt har det vore produsert 193,8 TWh vasskraft i Norden dei siste 52 vekene. Det er 1,4 TWh mindre enn i løpet av dei føregåande 52 vekene. I tredje kvartal i år var vasskraftproduksjonen likevel heile 8,8 TWh høgare enn i same kvartal i fjor. Etter å 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.

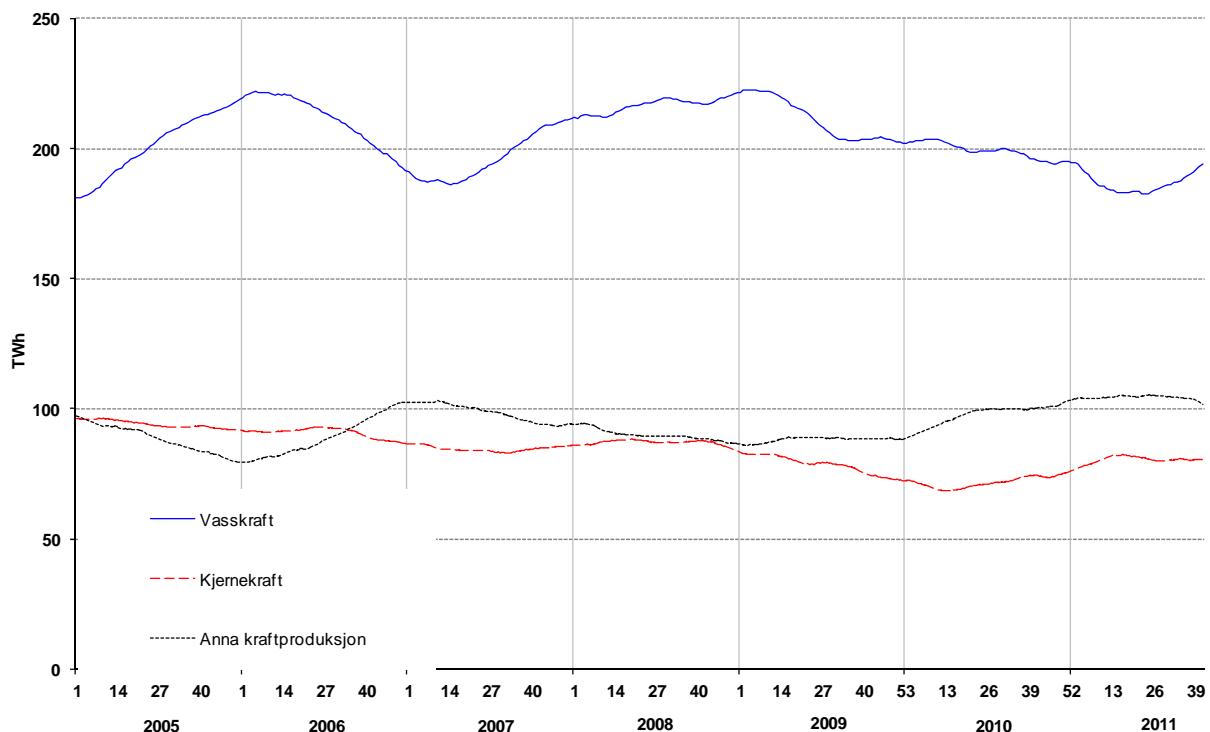
Den nordiske kjernekraftproduksjonen har vore 80,3 TWh dei siste 52 vekene. Det er 6,2 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. I tredje kvartal i år var kjernekraftproduksjonen 0,5 TWh høgare enn i same kvartal i fjor.

I kategorien anna kraftproduksjon, som består av vind- og termisk kraftproduksjon, har produksjonen vore 101,8 TWh dei siste 52 vekene. Det er 1,4 TWh meir enn i dei 52 føregåande vekene. Dei høge

kraftprisane mot slutten av 2010 og i første halvår 2011 medverka til god lønsemrd for termisk kraftproduksjon. I tredje kvartal i år fall produksjonen i denne kategorien med 3,3 TWh samanlikna med tilsvarende kvartal i fjor. Det har samanheng med høg tvungen vasskraftproduksjon og dermed lågare kraftprisar og lønsemrd for termisk kraftproduksjon. Etter å ha stege meir eller mindre sidan starten av 2009, fall difor kurva omlag på same tid som vasskraftkurva snur opp mot slutten av andre kvartal 2011.

Medan vasskraftproduksjonen har utgjort 52 prosent av den samla kraftproduksjonen i Norden dei siste 52 vekene, har kjerne- og anna kraftproduksjon stått for høvesvis 21 og 27 prosent kvar.

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



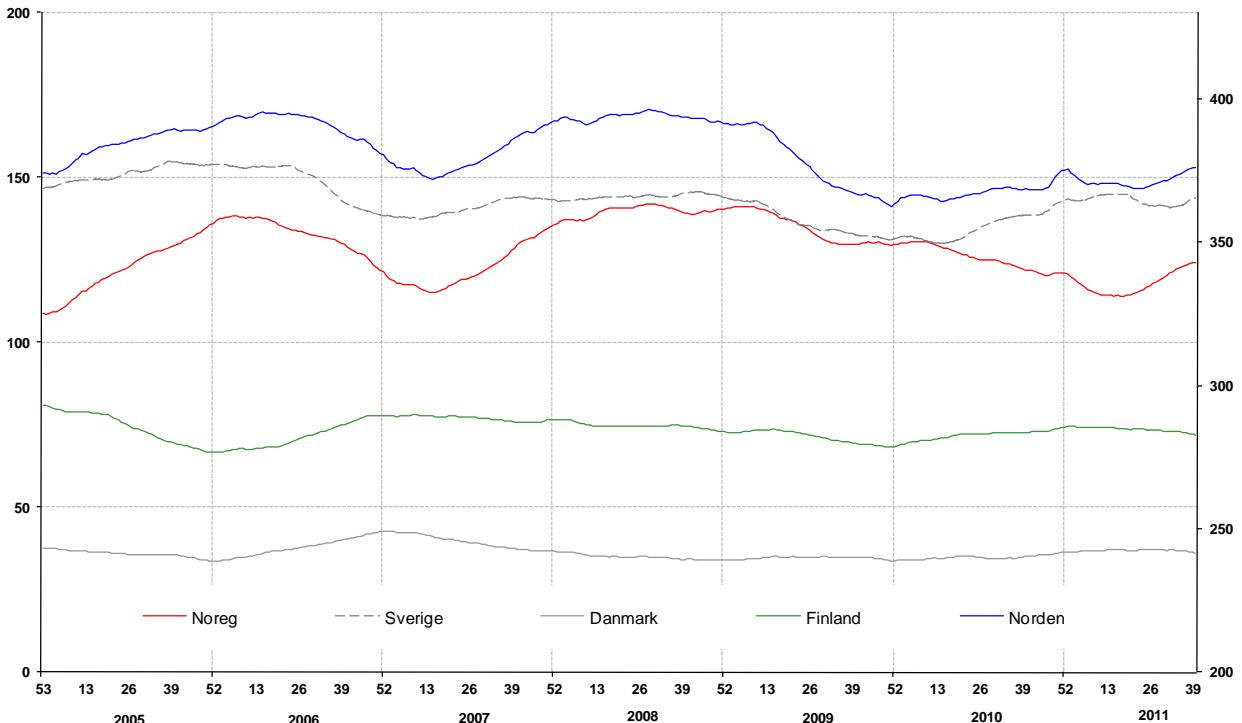
Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for dei siste 52 vekene fordelt på land. Produksjonen i Noreg er dominert av vasskraft, og sviningane i den norske kraftproduksjonen følgjer såleis i stor grad sviningane i vasskraftproduksjonen i figur 1.3.2. Produksjonen i Noreg hadde ein negativ trend i 2009 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 i 2009. I første kvartal 2011 medverka den låge magasinfyllinga til at vasskraftproduksjonen var monaleg lågare enn i første kvartal 2010. Tidleg snøsmelting i vår og mykje nedbør i sommar og haust medverka til høgare vasskraftproduksjon enn i fjor, og kurva for Noreg snur bratt opp.

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 trekk i motsett retning i starten av 2011. Lågare kjernekraftproduksjon i andre kvartal i år enn i same kvartal i fjor medverka til at den svenske kurva tippa nedover igjen i løpet av andre kvartal. Høg vasskraftproduksjon trekk kurva opp att i løpet av tredje kvartal i år.

I Danmark og Finland, der termisk kraftproduksjon er dominante, er produksjonen meir stabil over tid. Men sidan kraftprisane typisk vil auke i periodar med låge tilsig og låg vasskraftproduksjon, og låg kjernekraftproduksjon, vil anna termisk kraftproduksjon gjerne auke i slike periodar. I figur 1.3.3 ser

vi at kraftproduksjonen fall noko i Danmark og Finland i 2008 og starten av 2009, då det var høg produksjon i Noreg og Sverige. Låg etterspurnad medverka til at produksjonen i alle landa fall i 2009. I kalde og tørre 2010 auka den termiske produksjonen igjen, noko som vi spesielt ser på den stigande, grøne finske kurva gjennom heile 2010. I første halvdel av 2011 var det framleis ein liten auke i dansk kraftproduksjon. Finsk kraftproduksjon fall derimot frå starten av dette året. Det har samanheng med at den finske vasskraftproduksjonen var lågare då enn i første halvdel av 2010.

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 – sterke auke i produksjonen i tredje kvartal

Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 30,9 TWh i tredje kvartal 2011. Det er ein auke på 24,2 prosent frå same periode i fjor. Produksjonen er den tredje høgaste i dette kvartalet nokon gong, og omlag på nivå med produksjonen i same kvartal i 2008. Auken i produksjonen heng saman med mykje nedbør og høg magasinfulling.

I årets ni første månader var produksjonen 88,9 TWh. Det er 2,0 TWh meir enn i same periode i 2010, dvs. ein auke på 2,3 prosent.

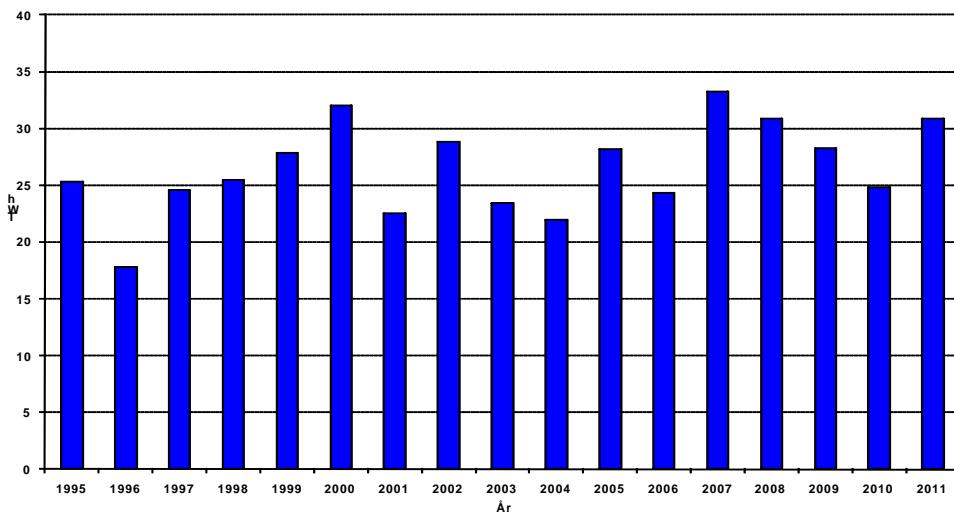
Dei siste 12 månadene er det produsert 126,5 TWh elektrisk kraft i Noreg, mot 125,9 TWh i tilsvarende periode året før. Det er ein auke på 0,4 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er 17,2 TWh lågare enn den høgaste produksjonen for ein 12-månadersperiode (143,7 TWh).

Gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) var berekna til 131,6 TWh ved utgangen av 2010, noko som er vel 5 TWh meir enn produksjonen dei siste 12-månandane.

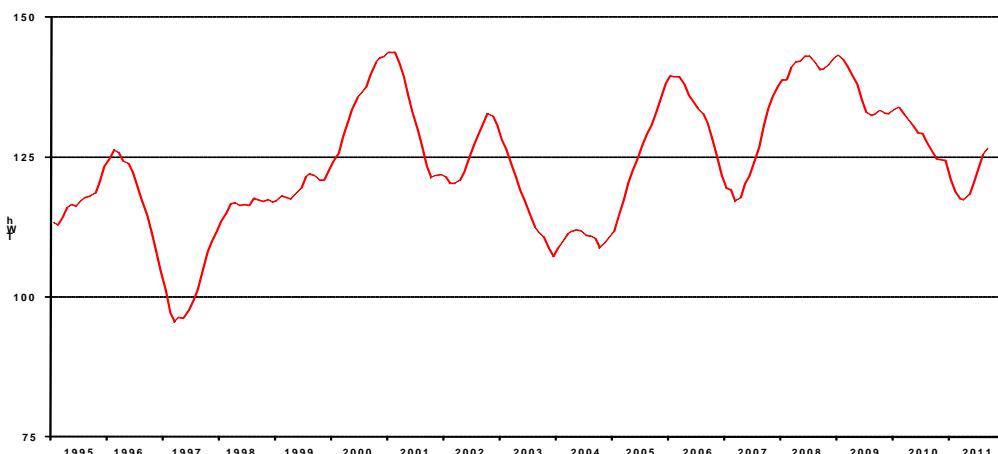
Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrvårsperiodane i 1996 og 2002 resulterte i låg produksjon, mens våtåra 2000 og 2005 ga høg produksjon. Tilsigssvikten hausten 2002 var så kraftig at den fekk følgjer for produksjonen heilt fram til utgangen av 2004. På same måte førte lite snø vinteren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

høg produksjonen. Lågt tilsig i 2010, som følgje av svært lite snø vinteren 2009/2010, førte igjen til låg produksjon.

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



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



1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

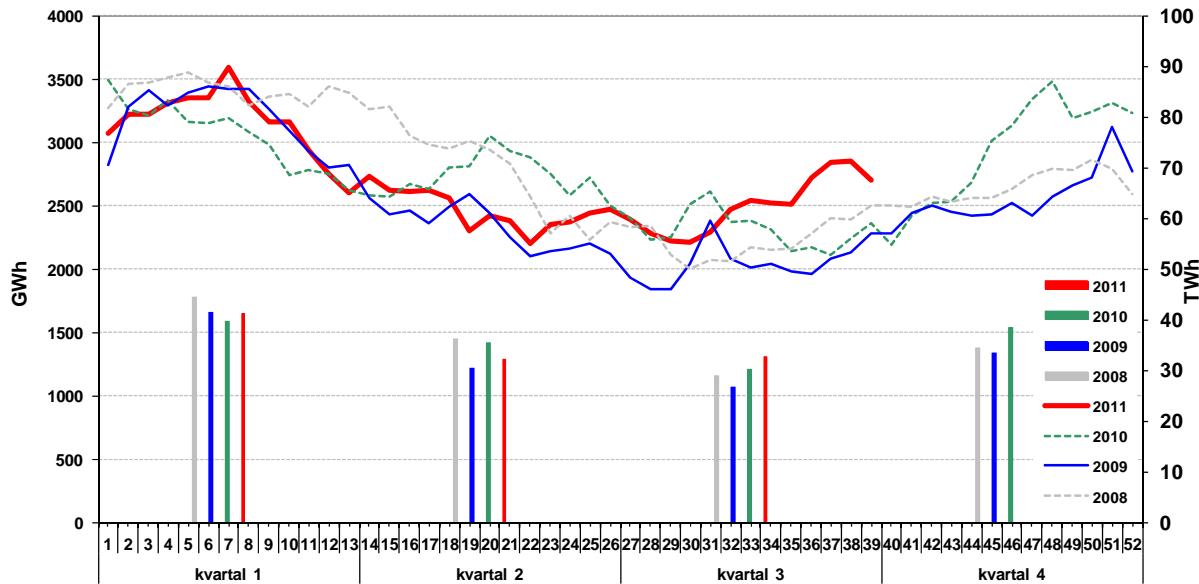
Dei siste 52 vekene har det vore produsert 143,9 TWh elektrisk kraft i Sverige¹. Det er 5,4 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Kjernekraftproduksjonen har auka med 6,0 TWh dei siste 52 vekene. Vasskraftproduksjonen har falle med 2,2 TWh, medan anna kraftproduksjon har auka med 1,5 TWh dei siste 52 vekene.

Medan kjernekraftproduksjonen utgjorde 40 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige dei siste 52 vekene, stod vass- og anna kraftproduksjon for høvesvis 44 og 15 prosent.

I tredje kvartal vart det produsert 32,5 TWh i Sverige. Det er 2,5 TWh meir enn i tredje kvartal i 2010. Det var hovudsakleg vasskraftproduksjonen som auka – den var 2,2 TWh høgare enn i same periode i fjor. Det var òg noko lågare kjernekraftproduksjon i Sverige i tredje kvartal i år enn i fjor. Anna kraftproduksjon var om lag uendra.

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

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



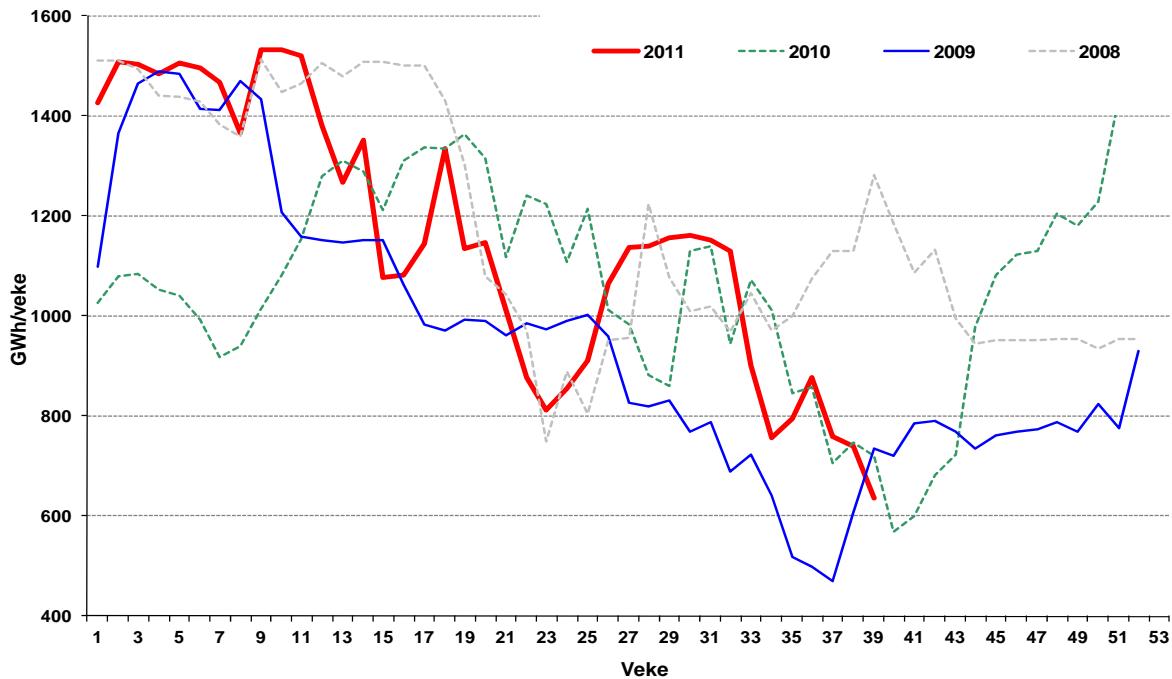
Figur 1.3.7 viser produksjonen frå svenske kjernekraftverk kvar veke dei siste fire åra. Kapasiteten er normalt sett høg ved inngangen til sommarmånadene. Kapasiteten går så noko ned om sommaren på grunn av vedlikehaldsarbeid, for så å auke igjen utover hausten når kraftverka kjem tilbake i drift. Figuren 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, og dermed at produksjonen i tredje kvartal 2010 var høgare enn i same kvartal året før. Ved slutten av kvartalet var produksjonen likevel på 2009-nivå.

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

I slutten av andre kvartal og i tredje kvartal 2011 starta vedlikehaldsarbeidet ved svenske kjernekraftverk opp meir som normalt og monaleg tidlegare enn året før. Kjernekraftproduksjonen var derfor lågare i andre kvartal i år enn i fjor. I tredje kvartal var den noko høgare enn i fjor.

Mot slutten av tredje kvartal var tilgjenge i den svenska kjernekraftkapasiteten lågare enn på fleire år. Det skuldast problem med fleire av Oskarshamn- og Ringhals-verka. I starten av fjerde kvartal var desse kraftverka likevel på vei tilbake i drift att.

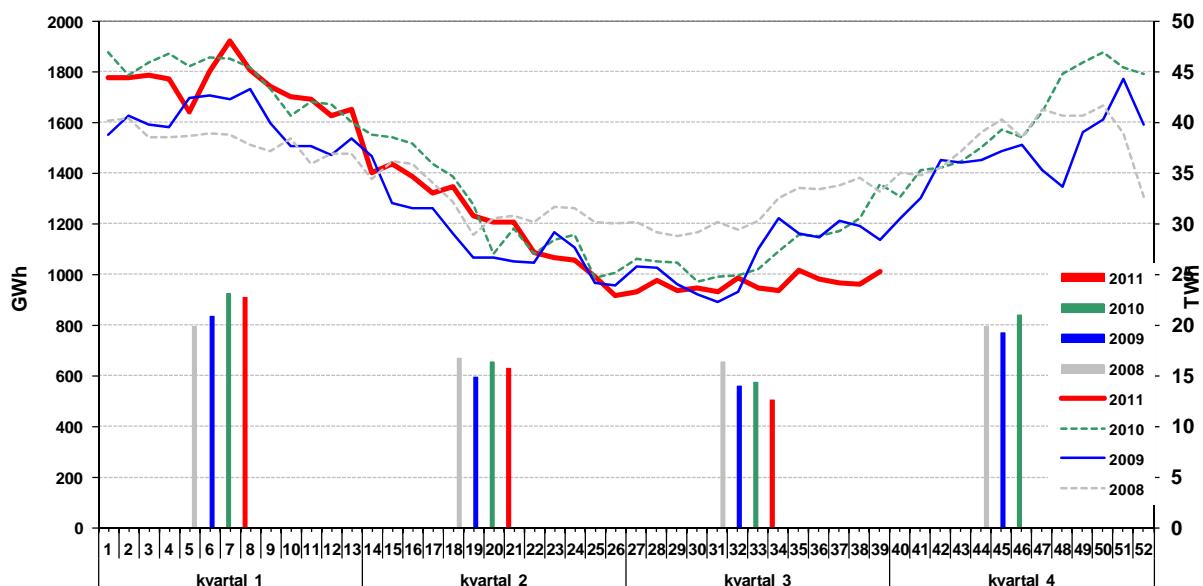
Figur 1.3.7 Svensk kjernekraftproduksjon 2008-2011, GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi



Dei siste 52 vekene har det vore produsert 71,8 TWh elektrisk kraft i Finland, ein nedgang på 1,0 TWh frå dei føregående 52-vekene. Vasskraftproduksjonen har falle med 1,2 TWh, det var ein liten auke i kjernekraftproduksjonen, medan anna kraftproduksjon var om lag uendra. Kategorien anna kraftproduksjon består hovudsakleg av termisk kraftproduksjon. Denne kategorien har stått for om lag 54 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland dei siste 52 vekene. Vass- og kjernekraftproduksjonen utgjorde høvesvis om lag 15 og 31 prosent.

I tredje kvartal utgjorde den finske kraftproduksjonen 12,5 TWh. Det er 1,8 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Vass- og kjernekraftproduksjon var om lag uendra i tredje kvartal i år samanlikna med same kvartal i 2010. Anna kraftproduksjon fall med 1,7 TWh.

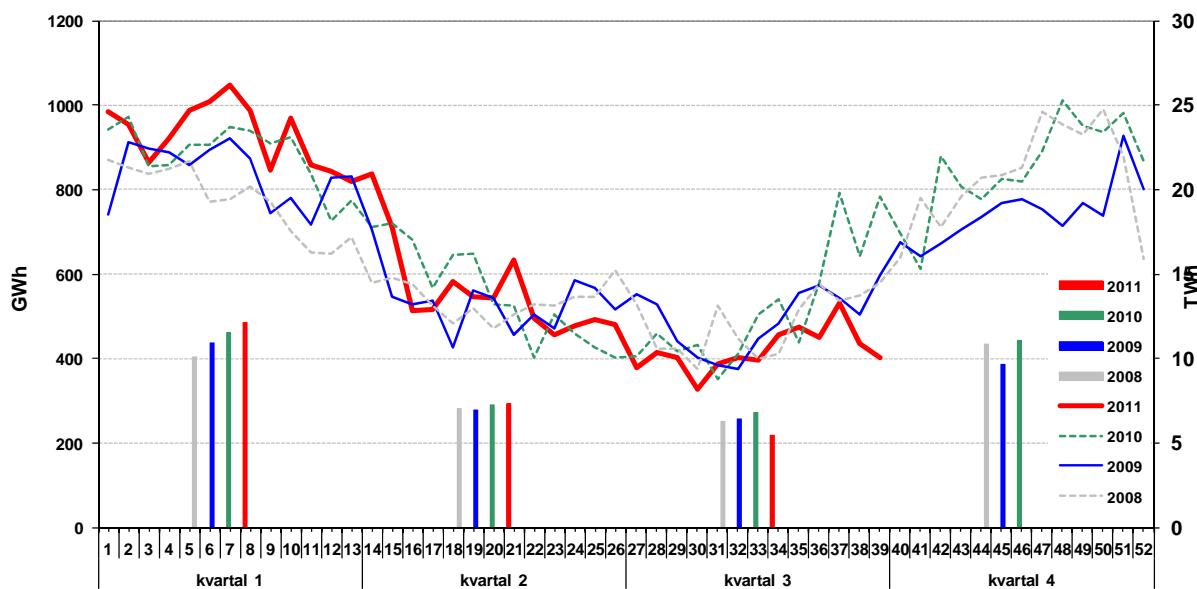
Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2008 – 2011, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Dei siste 52 vekene har det vore produsert 35,9 TWh elektrisk kraft i Danmark. Det er 0,7 TWh meir enn dei føregåande 52 vekene. Det har vore produsert 9,1 TWh vindkraft, mot 7,6 TWh dei føregåande 52 vekene. Auka vindkraftproduksjon har medverka til å dempe etterspurnaden etter dansk termisk kraftproduksjon.

I Danmark vart det produsert 5,5 TWh elektrisk kraft i tredje kvartal i år. Det er 1,3 TWh mindre enn i tredje kvartal i 2010. Det var den termiske kraftproduksjonen som fall. Den danske vindkraftproduksjonen var 1,8 TWh i tredje kvartal, om lag det same som i tredje kvartal i fjor.

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



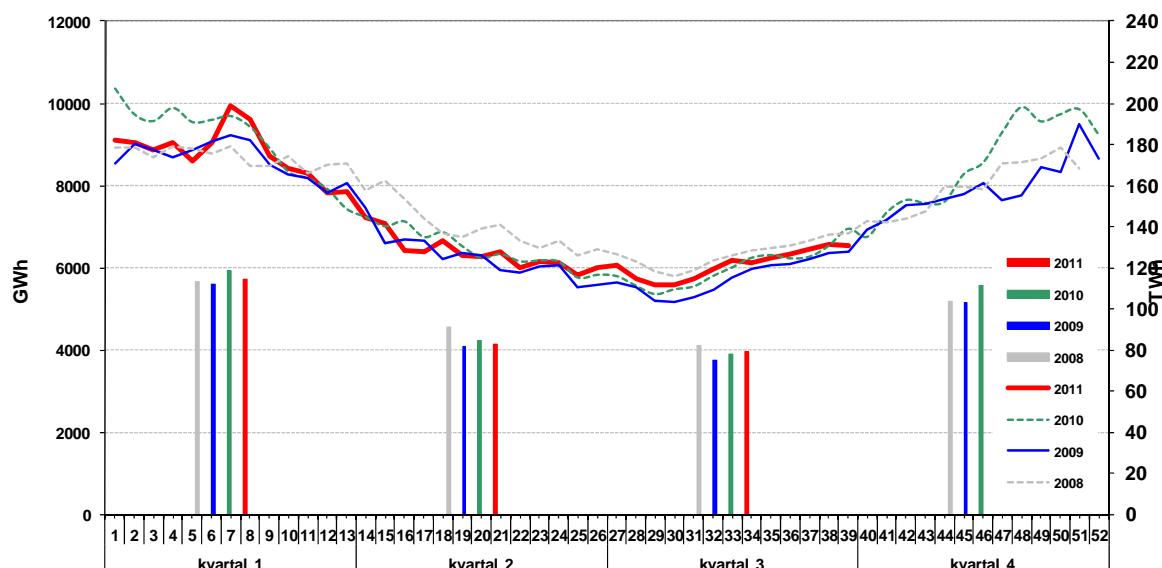
1.4 Forbruk

Det samla nordiske kraftforbruket var 79,3 TWh i tredje kvartal 2011. Det er 0,4 TWh meir enn i same kvartal i fjor.

Det kalde vêret i november og desember 2010 medverka til at det nordiske forbruket auka med 1,7 TWh dei siste 52 vekene samanlikna med føregåande 52-vekers periode. Mildare vêr i første halvdel av 2011 enn 2010 trakk i motsett retning. Samla har forbruket i Norden vore 389,8 TWh dei siste 52 vekene.

TWh	3.kv. 2011	Endring frå 3.kv. 2010	Siste 52 veker	Endring frå føregående 52 veker
Noreg	25,0	0,5 %	128,4	-0,7 %
Sverige	28,8	1,2 %	141,6	0,8 %
Finland	17,7	-1,3 %	84,2	0,6 %
Danmark	8,0	1,6 %	35,6	2,8 %
Norden	79,3	0,5 %	389,8	0,4 %

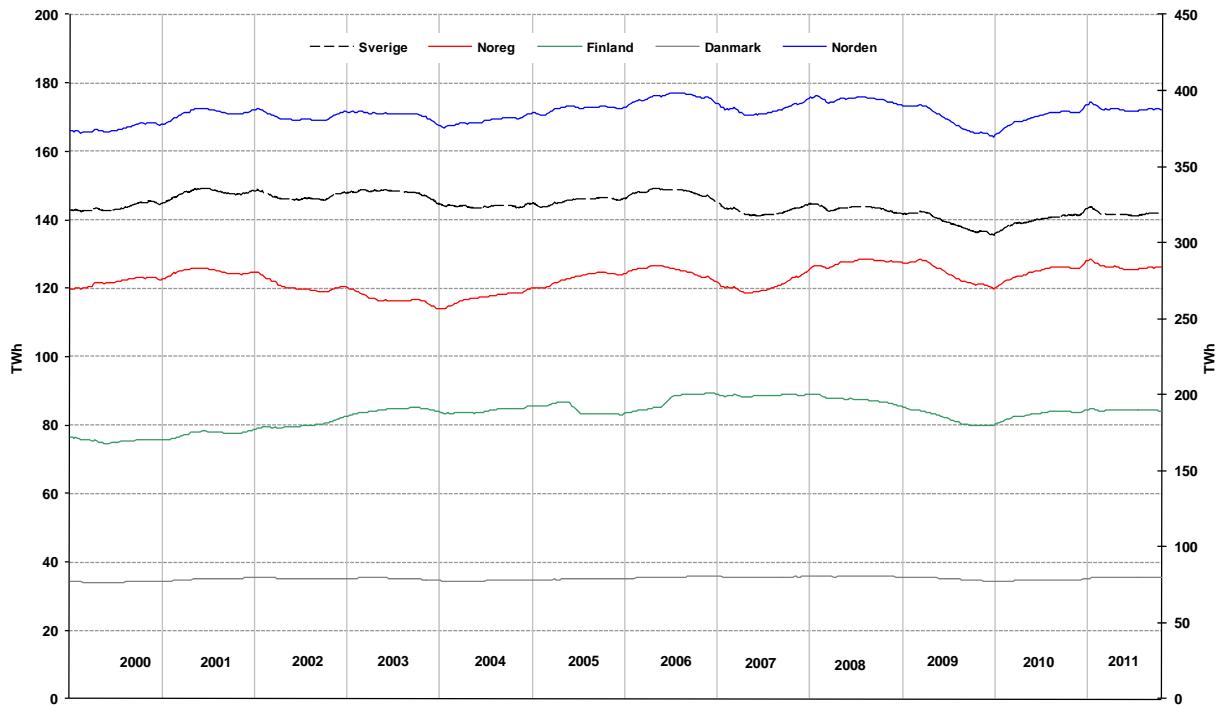
Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2008 – 2011, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



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. Det har samanheng med mildare vêr i første halvår av 2011 enn i same periode i fjor.

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

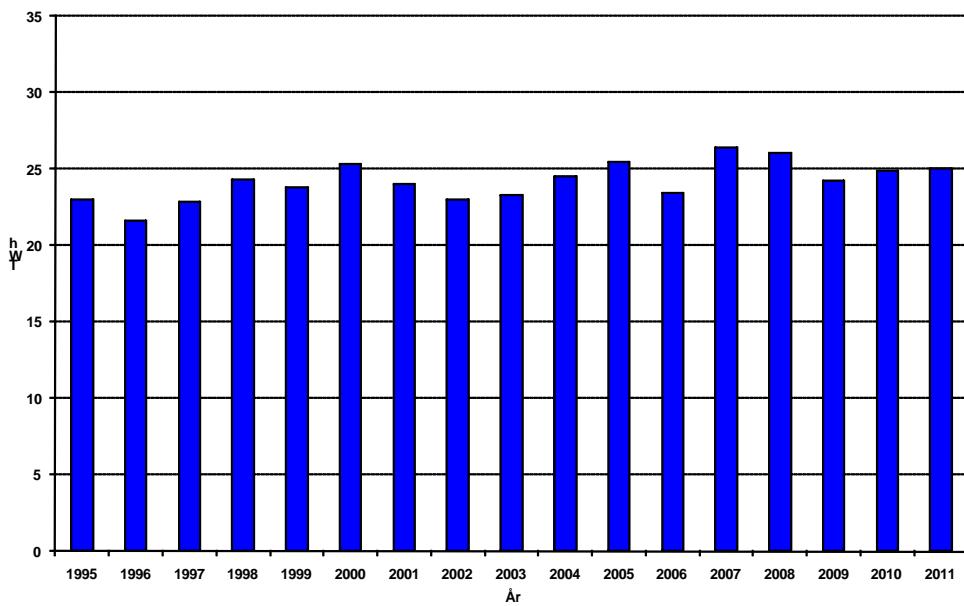
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2011, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.4.1 Noreg – liten auke i kraftforbruket i tredje kvartal

Det norske elektrisitetsforbruket i tredje kvartal var 25,0 TWh, mot 24,9 TWh i same kvartal i 2010. Det er ein auke på 0,5 prosent. Forbruket i tredje kvartal i år er det femte høgaste nokon gong.

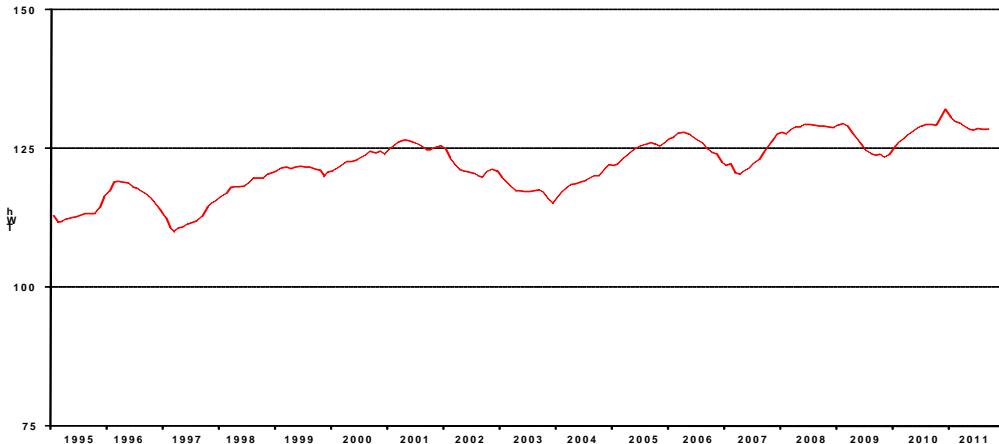
Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i tredje kvartal for perioden 1995-2011, TWh. Kjelde: NVE



I årets ni første månader var det norske elektrisitetsforbruket 90,1 TWh. Det er 3,6 TWh lågare enn i same periode i 2010, dvs. ein nedgang på 3,8 prosent. Nedgangen heng mellom anna saman med at siste 9-månadersperiode var mykje varmare enn same periode eitt år før.

Dei siste 12 månadene har elektrisitetsforbruket vore 128,4 TWh, mot 129,3 TWh i same periode eitt år tidlegare. Det er ein nedgang på 0,7 prosent. Forbruket dei siste 12 månadene er 3,6 TWh lågare enn det høgaste forbruket i ein 12-månadersperiode (132 TWh), og vel 3 TWh lågare enn gjennomsnittleg årsproduksjon.

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

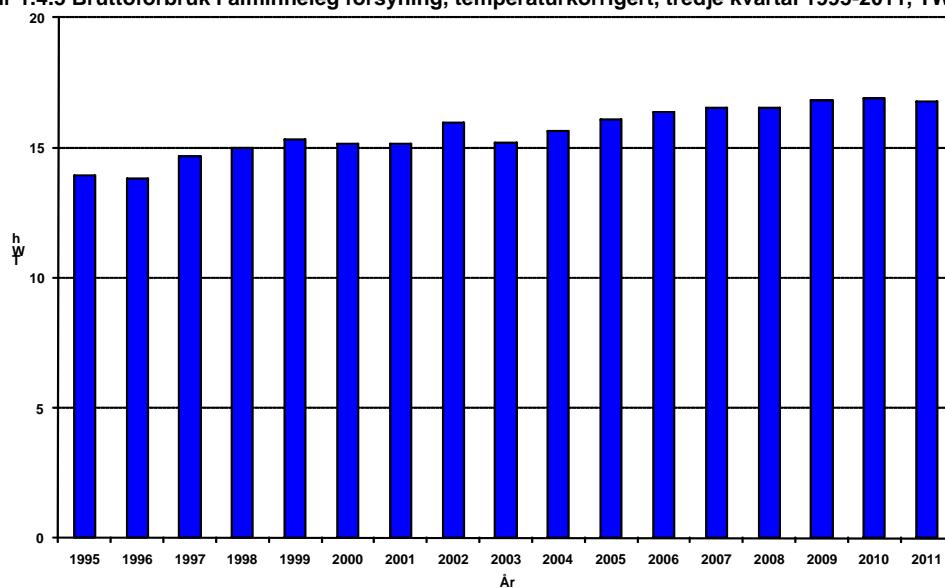


Frå april 2006 falt forbruket i 12 månader. Frå mai 2007 hadde vi ein samanhengjande vekstperiode som flata ut sommaren 2008. Deretter falt forbruket fram til desember 2009. Hovudårsaka til utflatinga og nedgangen i forbruket er sterkt redusert økonomisk aktivitet grunna fallet i verdsøkonomien. I 2010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

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 16,1 TWh i tredje kvartal i år, mot 16,5 TWh i same kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 2,2 prosent. I årets ni første månader var det ein nedgang på 7,1 prosent og for siste 12-månadersperiode ein nedgang på 2,3 prosent.

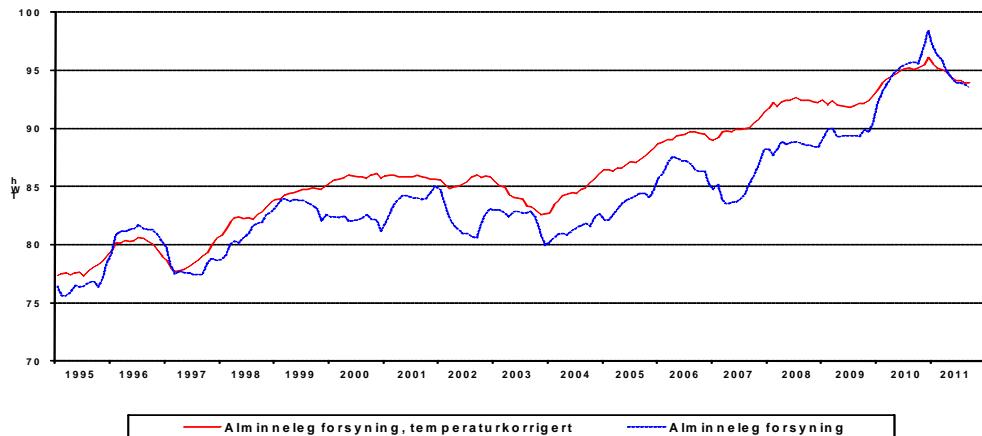
Tredje kvartal i år var noko varmare enn same kvartal 2010, og monaleg varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold var det alminnelege forbruket 16,8 TWh i tredje kvartal 2011, mot 16,9 TWh i tilsvarende kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 0,9 prosent. I årets ni første månader var det ein nedgang i det temperaturkorrigerte forbruket på 3,1 prosent og for siste 12-månadersperiode ein nedgang på 1,2 prosent.

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



Det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i tredje kvartal har stort sett auka jamt i heile perioden 2003-2010. I 2011 ser vi ein liten nedgang i forbruket. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i tredje kvartal 2011 er det tredje høgaste som er blitt registrert i dette kvartalet.

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

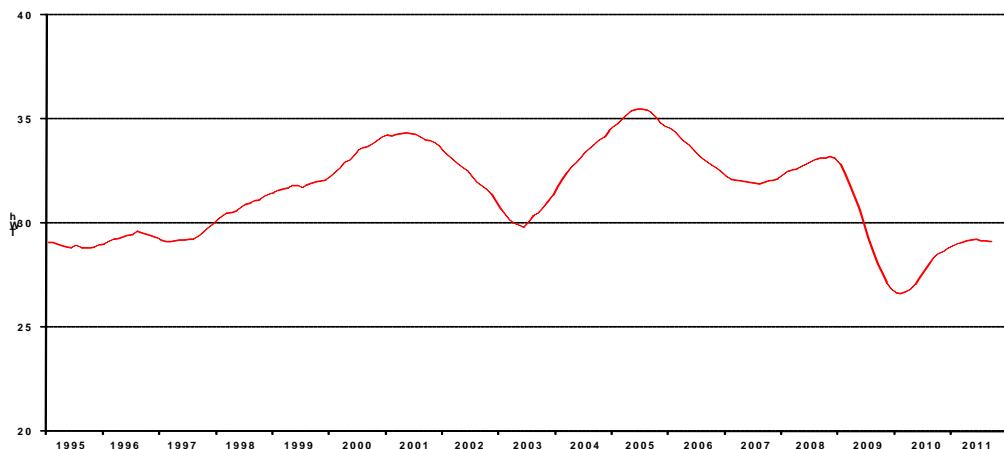


Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning over dei siste 12 månadarsperiodane har auka etter ei utflating frå august 2008 til november 2009. Dei siste månadene ser vi rettnok nedgang i forbruket.

Forbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 1,4 prosent lågare enn i same periode i 2010. I dei ni første månadene av året auka forbruket i kraftintensiv industri med 1,6 prosent.

Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 29,1 TWh. Det er ein auke på 2,9 prosent frå same periode eitt år før.

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

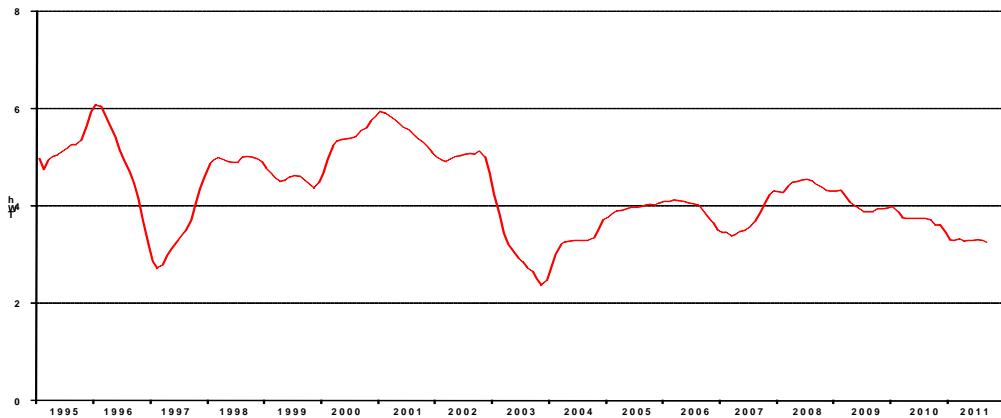


Kraftforbruket i kraftintensiv industri har sidan hausten 2005 falt grunna mellom anna redusert aktivitet og nedlegging for delar av industrien. Årsaka til dette er høge kraftprisar og låge produktprisar. Frå hausten 2007 var det igjen auke i denne forbrukssektoren, men i 2009 ser vi ein sterk nedgang.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

Forbruket av kraft til elektrokjelar var i tredje kvartal 5,6 prosent lågare jamført med tilsvarande kvartal i 2010. I årets ni første månader var det ein nedgang på 8,3 prosent. Dei siste 12 månadene har

forbruket vore 3,3 TWh som er 12,6 prosent lågare enn i same periode eitt år før. Forbruket dei siste 12 månadene er nesten halvert jamført med 1995 og 2000. I begge desse åra kom forbruket opp i ca 6 TWh.

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



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

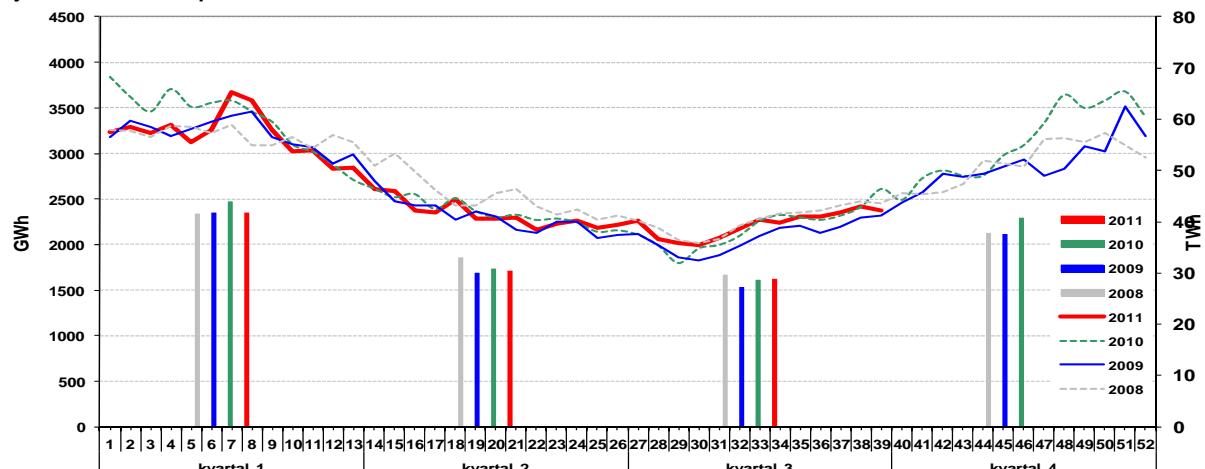
Variasjonsområdet for kraft til elektrokjelar i perioden 1995-2010 er frå rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å krevje ein høgare pris for å kople ut enn det som er observert i same periode.

1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket har vore 141,6 TWh dei siste 52 vekene. Det er 1,1 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Korrigert for temperatur har auken vore på 0,6 TWh dei siste 52 vekene, i følgje Svensk Energi sine temperaturkorrigerte forbrukstal. Det kalde våret hausten 2010 bidrog altså til den svenska kraftforbruksauken.

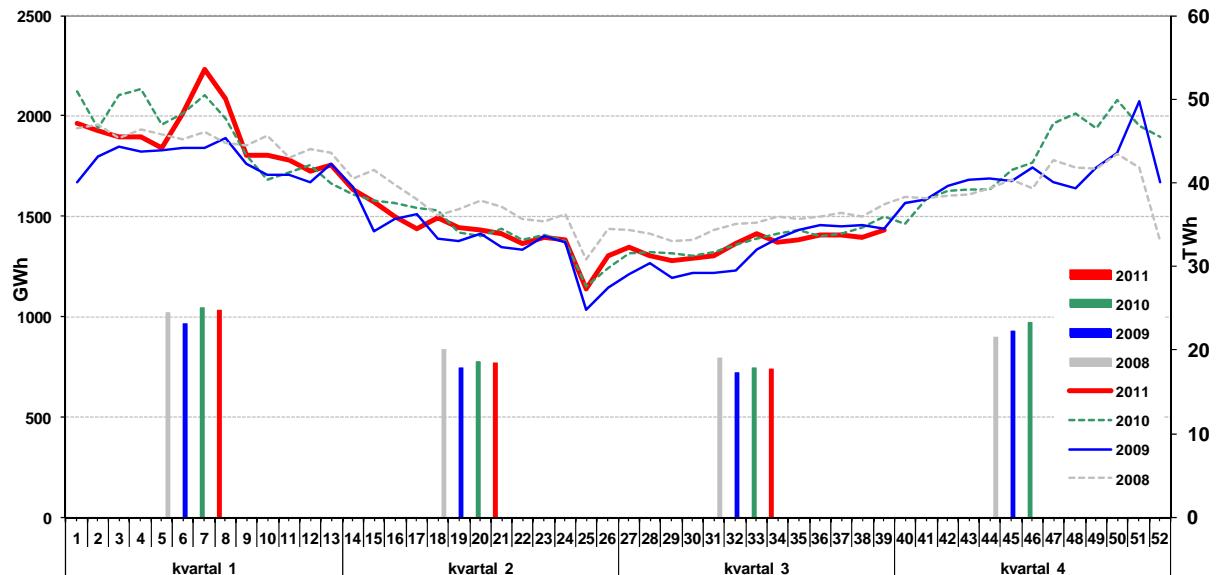
Det svenska kraftforbruket var 28,8 TWh i tredje kvartal. Det er 0,3 TWh meir enn i tredje kvartal 2010. Korrigert for temperatur var forbruket i tredje kvartal uendra.

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



I dei siste 52 vekene har det finske kraftforbruket vore 84,2 TWh. Det er 0,5 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Det finske kraftforbruket var 17,7 TWh i tredje kvartal i år, noko som er 0,2 TWh mindre enn i same periode i 2010.

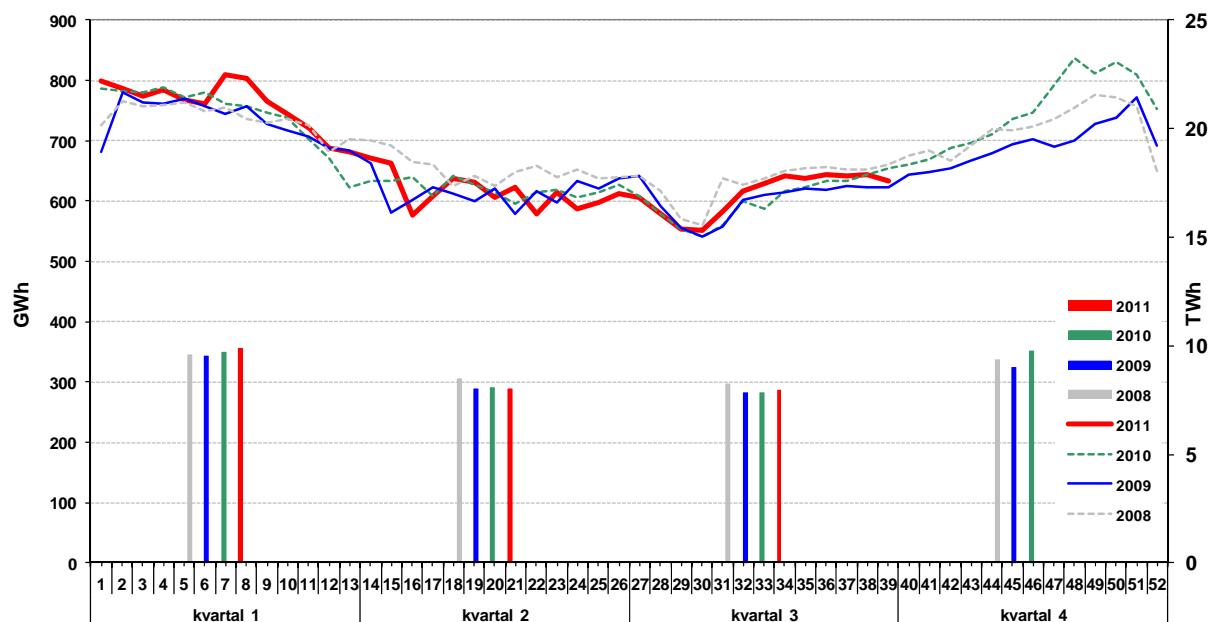
Figur 1.4.10 Finsk forbruk, 2008 – 2011, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veko og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Det danske kraftforbruket har vore 35,6 TWh dei siste 52 vekene. Det er 1,0 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Forbruket på Jylland har vore 21,1 TWh, medan det på Sjælland har vore 14,5 TWh. Forbruket har dermed auka med 0,6 TWh på Jylland og 0,3 TWh på Sjælland dei siste 52 vekene.

Kraftforbruket i Danmark var 8,0 TWh i tredje kvartal i år. Det er 0,2 TWh meir enn i tredje kvartal i 2010, og fordelte seg med høvesvis 4,7 og 3,2 TWh på Jylland og Sjælland. Forbruket auka både på Jylland og Sjælland.

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



1.5 Andre energiberarar i Noreg

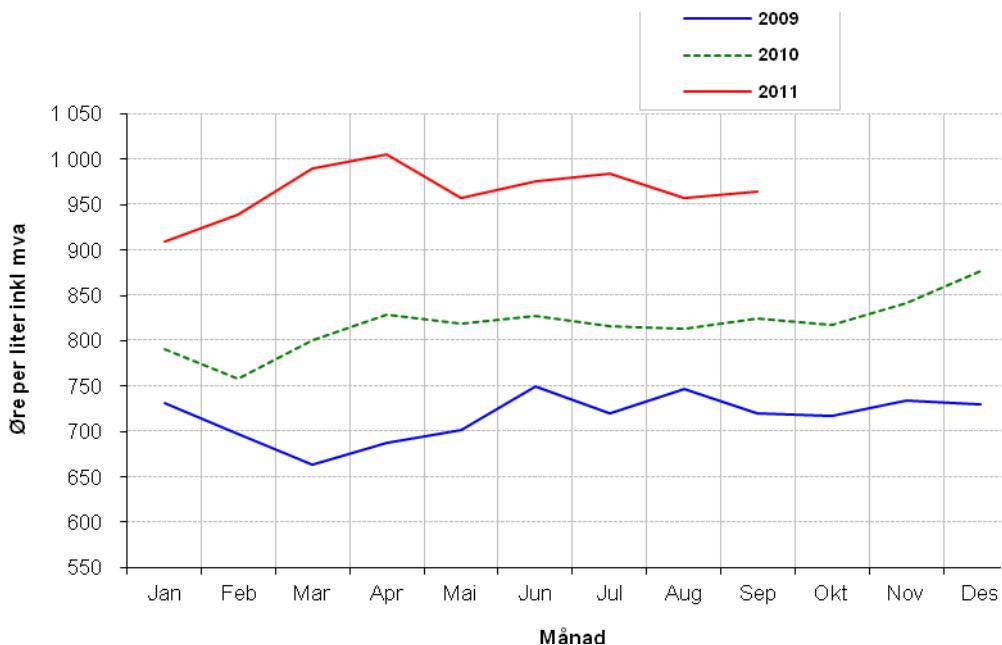
I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energiberarar til stasjonær sluttbruk. Fjernvarme har òg aukande utbreiing. For andre energiberarar enn elektrisitet finst ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salstal for petroleumsprodukt kan nyttast som ein indikator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

1.5.1 Fyringsoljar

Av petroleumsprodukta til oppvarming i stasjonær sektor vert det i hovudsak nytta fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin vert stort sett nytta i hushald. Lett fyringsolje vert nytta i fleire sektorar, men vi fokuserer her på stasjonære formål innan industri, bergverk og kraftforsyning, hushald, næringsbygg mv. og 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 har temperatur innverknad på bruken.

Gjennomsnittsprisen¹ for lett fyringsolje har i tredje kvartal 2011 vore om lag 18 prosent høgare enn for same periode i fjor. Grafen under viser at prisen heldt seg relativt stabilt 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

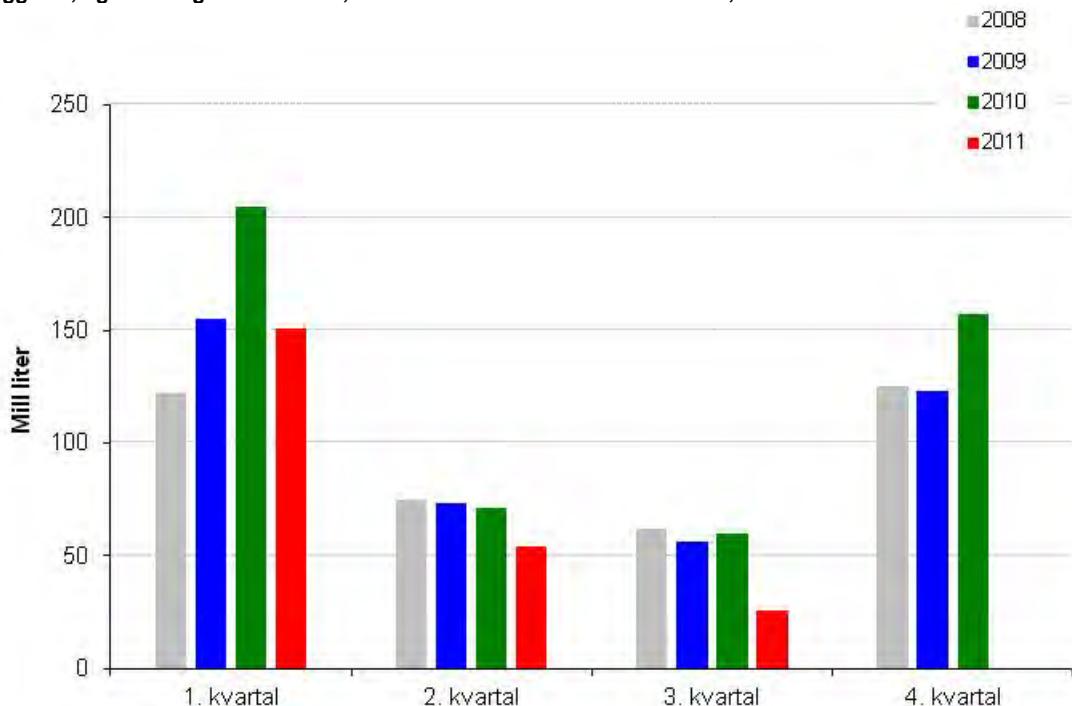


Figuren under viser at det i tredje kvartal 2011 vart selt 26 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentleg verksemd). Det er ein nedgang på 57 prosent frå tredje kvartal 2010, og 54 prosent frå tredje kvartal

¹ Prisane er berekna frå SSB sin komsumprisindeks. Det er pris for fyringsolje med standard kvalitet med levering til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medrekna dropp tillegg, kjøretillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane reknast eit vege gjennomsnitt. Vi gjer merksam på at det i førre kvartalsrapport var feil i tala for første kvartal 2011. Grafen viste 127 millionar liter. Dette er no endra til 151 millionar liter.

2009. Nedgangen i salet skjedde innanfor alle tre bruksgruppene hushald, næringsbygg og industri, bergverk og kraftforsyning¹. Vi ser over tid ein betydelig nedgang i salet av fyringsoljar. 2010 var eit unntak grunna kalde temperaturar. Så langt ser 2011 ut til å gå tilbake til den fallande trenden.

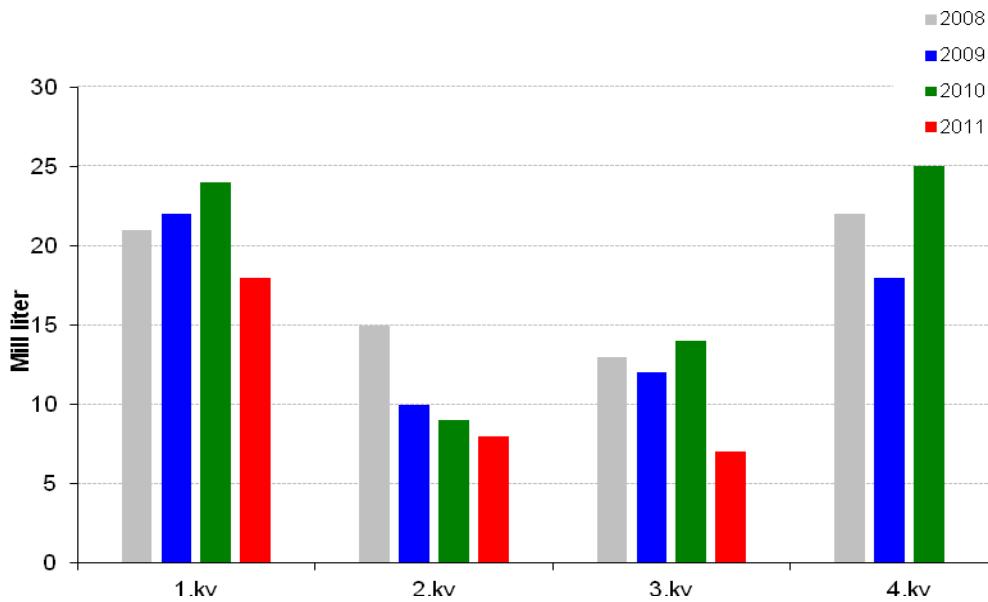
Figur 1.5.2 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v. og offentlege verksemder, 2007-2011. Millionar liter. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I tredje kvartal 2011 vart det selt 7 millionar liter fyringsparafin, mot 14 millionar liter i tredje kvartal 2010, og 12 millionar i tredje kvartal 2009. Det er ei nedgang på 5 prosent i forhold til same kvartal i fjor.

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

¹ Prisane er berekna frå SSB sin konsumprisindeks. Det er pris for fyringsolje med standard kvalitet med levering til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medrekna dropp tillegg, kjøretillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane reknast eit vege gjennomsnitt. Vi gjer merksam på at det i førre kvartalsrapport var feil i tala for første kvartal 2011. Grafen viste 127 millionar liter. Dette er no endra til 151 millionar liter.

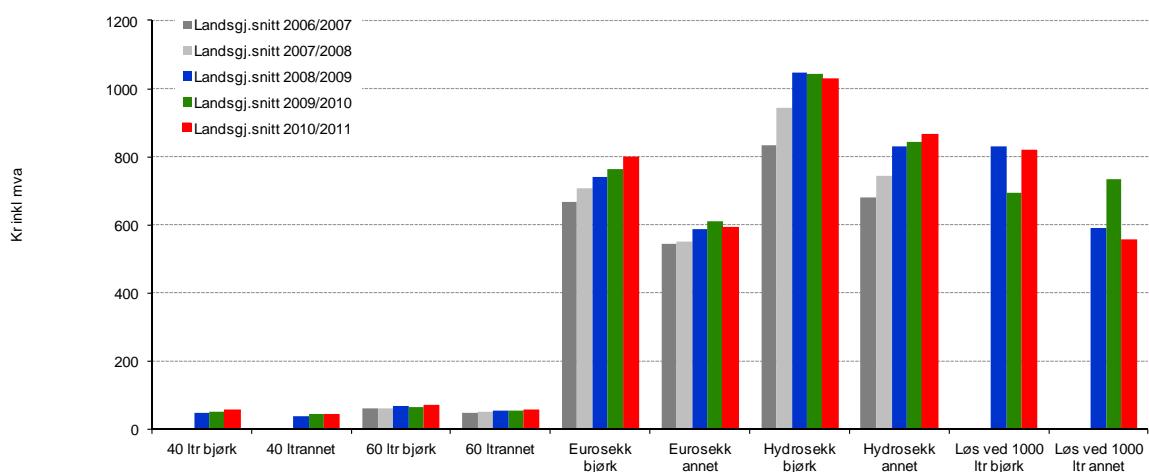


1.5.2 Ved

Norsk Ved gjennomfører årleg ei marknadsundersøking blant sine medlemmar. Figuren viser landsgjennomsnittet for prisen medlemmene opererte med vintrane 2006/2007 til 2010/2011.

Som ein ser av figur 1.5.4 har prisane på nokre av produkta steig. Eurosekkar med bjørk steig med 4 prosent, mens 60 liters sekker steig med ca 2-4 prosent. Laus famn bjørk steig med 18 prosent. Bjørk har jamt over auka meir enn anna type ved. Prisane viser relativt store variasjonar på landsbasis, og tala frå Norsk Ved viser at prisane på Sørlandet låg lågast, mens Vestlandet ser ut til å ha dei høgaste prisane.

Figur 1.5.4 Priser for ved fyringssesongane 2006/2007 til 2010/2011. Utvalde volumgrupper. Kroner inkludert mva.
Kjelde: Norsk Ved



SSB sine tal viser at vedbruken i norske hushold og fritidshus var 1,578 millionar tonn i 2010. Til saman utgjer det eit teoretisk energiinnhald på ca 8,3 TWh, og nyttiggjort energi på ca 4,6 TWh. Dette er ein betydelig auke frå 2009. Sjå NVEs kvartalsrapport 2011-12 for meir informasjon.

1.5.3 Anna bioenergi

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

1.5.4 Varmepumper

Sjå NVEs kvartalsrapport 3/2010 for informasjon om varmepumper.

1.5.5 Fjernvarme

Sjå kvartalsrapport 3/2010 for informasjon om fjernvarme.

1.5.6 Gass

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

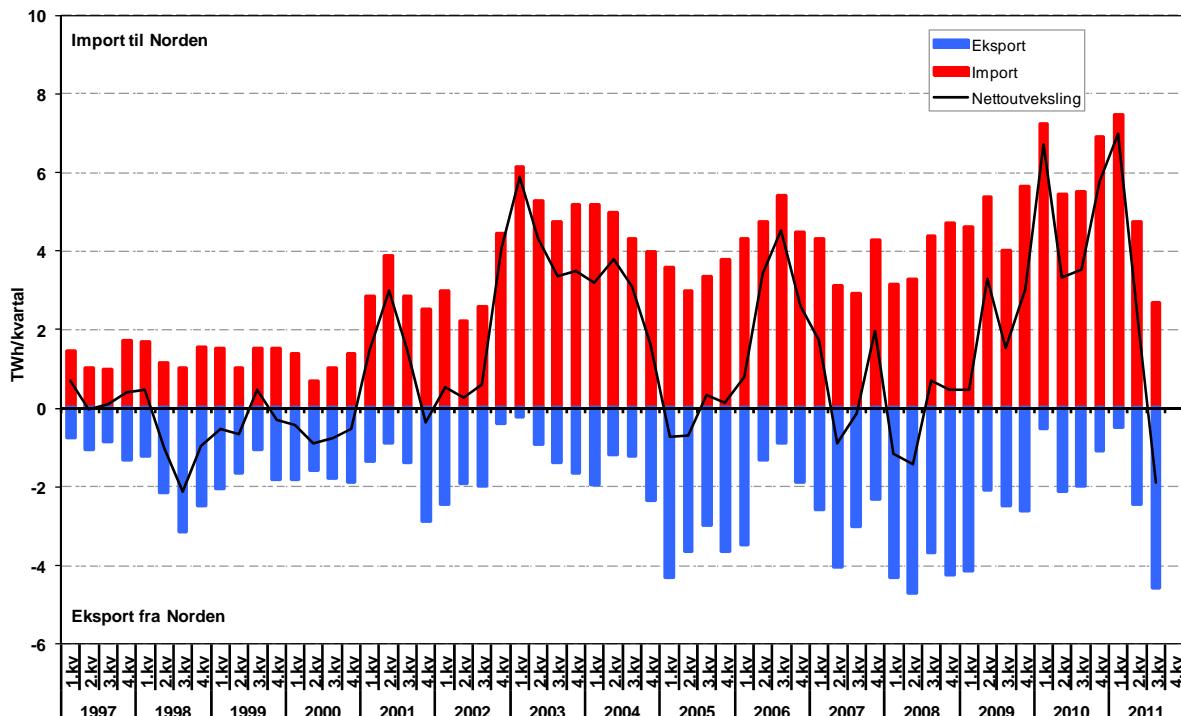
1.6 Kraftutveksling

Norden gjekk frå å vere nettoimportør av kraft i første og andre kvartal 2011 til å vere nettoeksportør i tredje kvartal.

Den nordiske nettoeksporten utgjorde 1,9 TWh i tredje kvartal. Til samanlikning hadde Norden

ein nettoimport på 3,1 TWh i tilsvarende kvartal for eit år sidan. Endringa var størst i Noreg og i Sverige. I Noreg var nettoeksporten 5,9 TWh høgare enn i tilsvarende kvartal i fjer. I Sverige auka nettoeksporten med 2,7 TWh. Mykje nedbør og nær fulle magasin i fleire område førte til høg norsk og svensk vasskraftproduksjon og det er dette som er bakgrunnen til den høge nettoeksporten i dei to landa. Nettoeksporten var særleg høg i byrjinga av kvartalet.

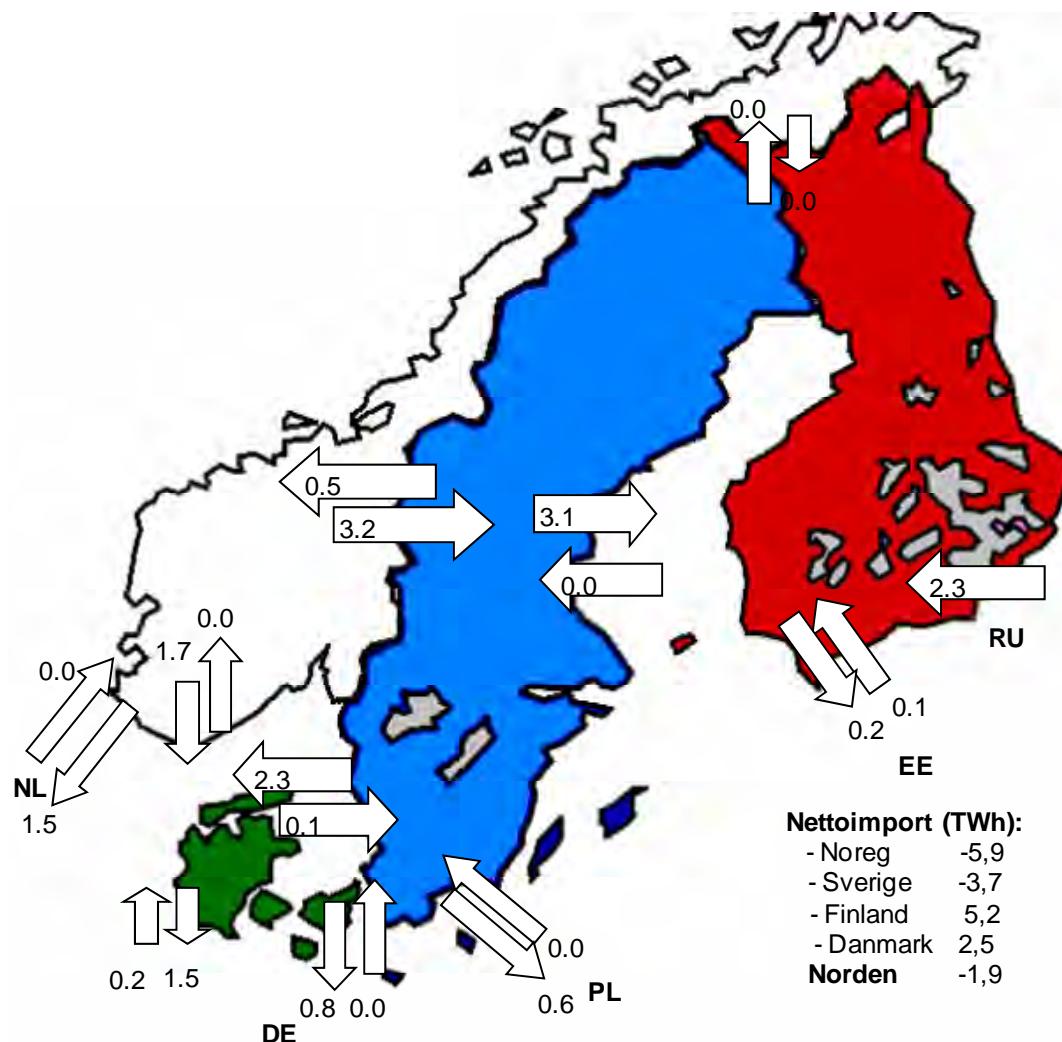
Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i tredje kvartal 2011, TWh. Kilde: Nord Pool



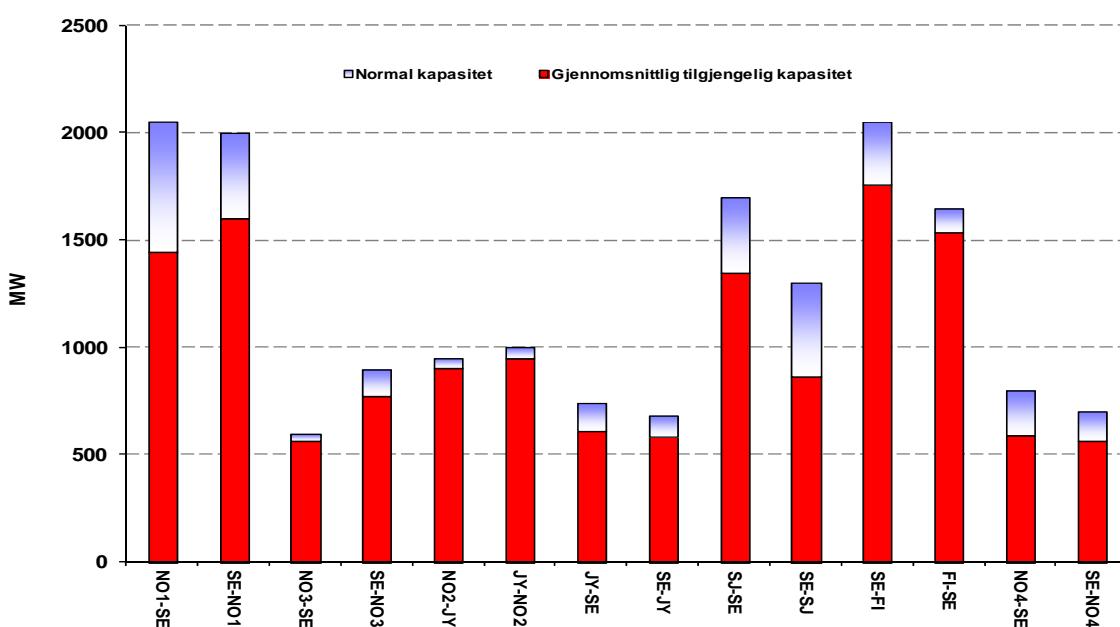
Som i andre kvartal var det nordisk nettoeksport på alle forbindelsane mot kontinentet. På overføringsforbindelsen frå Russland er det normalt stabil høg nordisk import. Den samla nordiske nettoeksporten til Tyskland var 2,1 TWh. I tilsvarende kvartal for eit år sidan hadde Norden ein nettoimport frå Tyskland på 1,1 TWh. Det var 1,5 TWh norsk nettoeksport mot Nederland i tredje kvartal, mot 0,1 TWh norsk nettoimport frå Nederland i tredje kvartal 2010.

Det var noko meir overføringskapasitet tilgjengeleg mellom dei nordiske marknadsområda i tredje kvartal i år jamført med kvartalet før. Mellom Aust-Noreg og Sverige var det i snitt 71 prosent tilgjengeleg overføringskapasitet i retning Sverige, og 80 prosent i retning Aust-Noreg. Kapasiteten gjekk dermed noko ned i retning Sverige, men opp nesten 20 prosent i retning Aust-Noreg.

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



Figur 1.6.3 Tilgjengeleg og maksimal kapasitet på utvalte nordiske overføringsforbindelsar i tredje kvartal 2011, MW. (frå – til) Kjelde: Nord Pool



1.6.1 Noreg

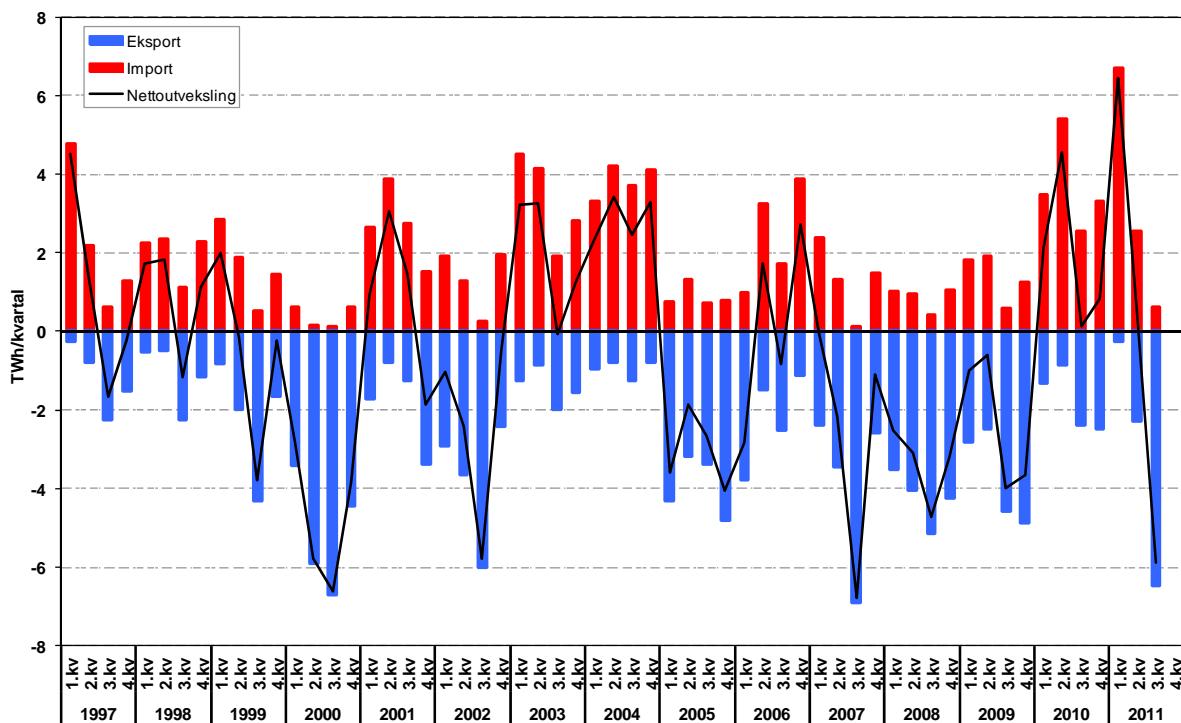
Den norske nettoeksporten var 5,9 TWh i tredje kvartal. Det er 5,9 TWh meir enn i tilsvarende kvartal i fjor. I den første veka i kvartalet, veke 27, hadde Noreg ein nettoeksport av kraft på 617 GWh. Det er den høgaste nettoeksporten som er registrert i Noreg i løpet av éi veke nokosinne. Magasinfyllinga var rundt det normale for årstida, men lite vind i Danmark og på kontinentet medverka til høg etterspørsel etter norsk vasskraft. I den nemnde veka hadde Noreg tilnærma full eksport til Nederland og Danmark. Nettoeksporten til Sverige var òg høg, spesielt frå Aust-Noreg. I dette området var magasinfyllinga høg, og det var mykje uregulerbar vasskraftproduksjon.

Etterspørselen etter norsk vasskraft var høg også resten av juli månad. I løpet av månaden var nettoeksporten 2370 GWh, noko som er blant den høgaste registrerte nettoeksporten Noreg har hatt i løpet av éin månad. Mykje elvekraftproduksjon og tvungen produksjon frå magasin som var nær fulle gav høg norsk vasskraftproduksjon, sjølv om terminprisane til vinteren var høgare enn det spotprisane var i marknaden. Det låge sommarforbruket bidrog dessutan til å trekke opp nettoeksporten.

Det var høg norsk nettoeksport til Sverige og Danmark, og einsidig nettoeksport til Nederland i tredje kvartal. Den norske nettoeksporten til Sverige var 2,7 TWh, medan Noreg hadde ein nettoimport på 0,3 TWh frå Sverige i tilsvarende kvartal i 2010. Aust-Noreg sto for ein god del av nettoeksporten til Sverige i tredjekvartal. Det var norsk einsidig eksport til Nederland i tredje kvartal på 1,5 TWh. I tilsvarende kvartal i 2010 var det omrent balanse i utvekslinga mellom Noreg og Nederland.

Den høge vasskraftproduksjonen forklarar at Noreg var nettoeksportør på alle overføringsforbindelsane i tredje kvartal 2011. Vi må tilbake til 2000 og 2007 for å finne tilsvarende høg nettoeksport i tredje kvartal.

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



1.6.2 Andre nordiske land

Som Noreg hadde Sverige nettoeksport i tredje kvartal. Samla for kvartalet hadde Sverige 3,7 TWh i nettoeksport. Det er 2,2 TWh meir enn i same kvartal i fjor. Denne endringa må sjåast i samanheng med meir svensk vasskraftproduksjon, samt auka svensk import frå Noreg. Det gjekk meir kraft frå Sverige både austover og sørover enn i tilsvarende kvartal i fjor.

Det var berre til Noreg det var svensk nettoimport i tredje kvartal. Den svenske nettoimporten frå Noreg var 2,7 TWh. Samla sett var det betydeleg meir tilgjengeleg overføringskapasitet mellom Sverige og dei tilgrensande norske områda i tredje kvartal 2011 enn i same kvartal i fjor. Det gjeld særleg overføringa mellom Aust-Noreg og Sverige.

Både Finland og Danmark hadde nettoimport i tredje kvartal. Den finske nettoimporten var 5,2 TWh, noko som er 1,6 TWh meir enn i same kvartal eit år tilbake. Den finske nettoimporten frå Sverige var 3,1 TWh i tredje kvartal. Høg norsk og svensk produksjon kan forklare flyten austover.

Den danske nettoimporten var 2,5 TWh i tredje kvartal, noko som er 1,5 TWh meir enn i tilsvarende kvartal i 2010. Danmark hadde nettoimport frå Noreg og Sverige. Det var 1,7 TWh dansk nettoimport frå Noreg og 2,2 TWh dansk nettoimport frå Sverige. Danmark hadde 1,3 TWh nettoeksport til Tyskland.

1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

1.7.1 Spotmarknaden – stort fall i prisane

Tredje kvartal var prega av mykje nedbør og høg magasinfalling. Høge tilsig gjennom kvartalet, særleg på slutten, gav mykje uregulerbar vasskraftproduksjon i det nordiske kraftsystemet. Mot slutten av kvartalet var òg temperaturane høgare enn normalt, noko som ga lågare etterspurnad etter kraft enn normalt. Desse forholda pressa ned prisane i tredje kvartal.

Prisnedgangen frå andre kvartal 2011 var særleg stor i dei norske elspotområda, samt i Sverige. Spotprisane i tredje kvartal var òg betydeleg lågare i dei nemnde områda samanlikna med tilsvarende kvartal i 2010. Spotprisane i Finland og i dei to danske marknadsområda gjekk noko mindre ned.

Som i andre kvartal hadde Vest-Noreg (NO5) lågast snittpris i den nordiske marknaden. Innestengt produksjon som følgje av høgt tilsig til vasskraftverka og vedlikehaldsarbeid i overføringsnettet gav lågare prisar, både på dagen og om natta, enn i kvartalet før. Snittprisen i området enda på 241 kr/MWh, som er nesten 40 prosent lågare enn i andre kvartal, og 33 prosent lågare enn i tilsvarende kvartal i 2010. Vest-Noreg (NO5) var eit eige prisområde gjennom store delar av tredje kvartal.

Aust- og Sørvest-Noreg (NO1 og NO2) hadde ein gjennomsnittleg spotpris på 247 kr/MWh i tredje kvartal. Det er nesten 40 prosent lågare enn i andre kvartal 2011 og over 30 prosent lågare enn i tredje kvartal 2010. Spotprisane i desse to områda var samanfallande i dei fleste timane gjennom kvartalet.

I tredje kvartal hadde Midt- og Nord-Noreg (NO3 og NO4) snittprisar på 287 og 288 kr/MWh. Det er omrent 40 og 30 prosent lågare enn i andre kvartal. Samanlikna med tredje kvartal 2010 var prisane over 20 prosent lågare.

Sverige og Finland hadde gjennomsnittlege spotprisar på 291 og 335 kr/MWh i tredje kvartal, medan snittprisane på Jylland og Sjælland (DK1 og DK2) var 353 og 366 kr/MWh. Spotprisane i Sverige følgde i stor grad dei norske prisane, og prisnedgangen frå kvartalet før samt tilsvarende kvartal i 2010 var høg. Prisane i dei to danske områda vart holdt oppe av prisane på kontinentet.

Dei nordiske kraftprisane vert påverka gjennom kraftutvekslinga med Nord-Europa. Her er kraftprisane i større grad drive av prisane på fossile brensel og prisen på CO₂-kvotar. Fram til

Elspotprisar kr/MWh	3. kv. 2011	Endring frå 3.kv. 2010	Endring frå 2.kv. 2011	Gj.snitt siste 12 mnd.	Endring frå foregående 12 mnd.
Aust-Noreg (NO1)	247	-31.8 %	-38.7 %	423	10.0 %
Sørvest- Noreg (NO2)	247	-31.8 %	-38.7 %	413	15.1 %
Midt-Noreg (NO3)	287	-22.6 %	-38.9 %	419	5.4 %
Nord-Noreg (NO4)	288	-21.2 %	-28.9 %	439	6.9 %
Vest-Noreg (NO5)	241	-33.4 %	-38.9 %	419	13.4 %
Sverige	291	-21.7 %	-27.6 %	438	7.5 %
Finland	335	-11.9 %	-16.4 %	446	9.7 %
Jylland (DK1)	353	-4.6 %	-13.7 %	403	18.2 %
Sjælland (DK2)	366	-5.2 %	-11.1 %	434	2.9 %
Estlink¹	347	-16.2 %	-0.8 %	366	-
Tyskland (EEX)	383	9.9 %	-8.1 %	405	21.5 %

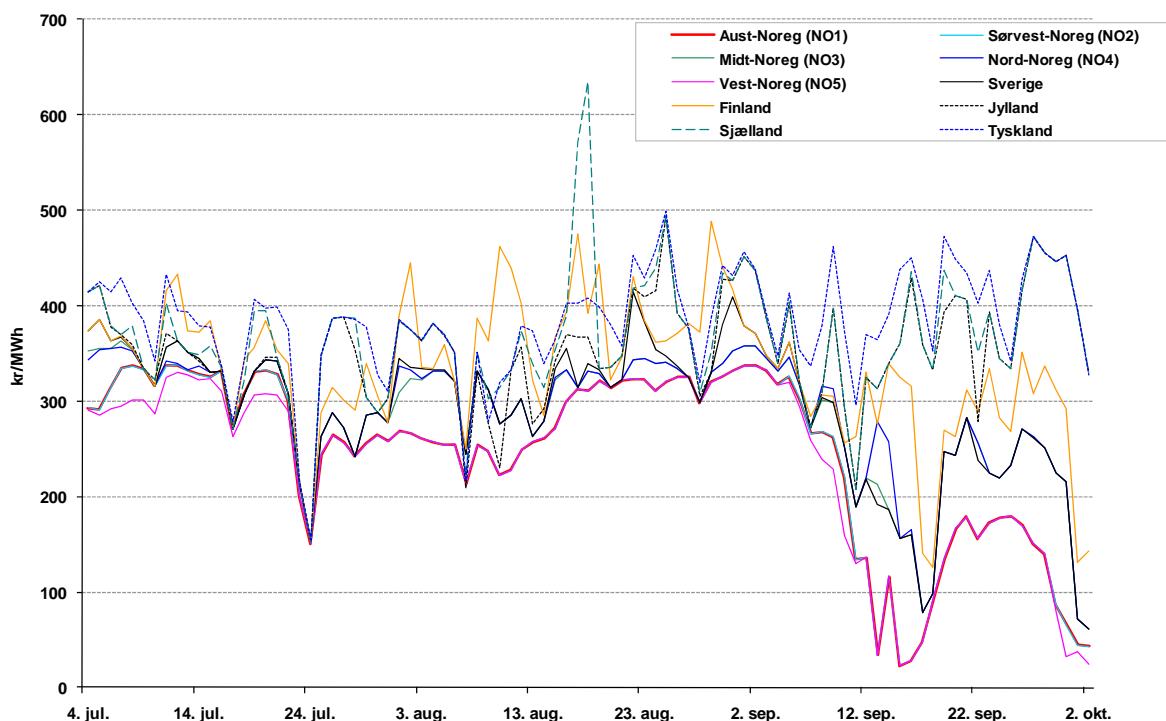
¹ 1. april 2010 opna eit nytt estisk prisområde på Nord Pool.

september i tredje kvartal låg dei tyske prisane rundt det nordiske prisnivået, medan dei frå september og ut kvartalet låg over prisane i den nordiske marknaden. Dei relativt låge nordiske prisane på slutten av kvartalet gav auka etterspørsel frå Tyskland og Nederland, noko som gav auka nordisk nettoeksport.

Snitprisen på den tyske kraftbørsen European Energy Exchange blei 383 kr/MWh i tredje kvartal. Det er ca 8 prosent lågare enn i kvartalet før, og i underkant av 10 prosent høgare enn i tilsvarende kvartal i 2010.

Figur 1.7.1 viser døgnprissnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX. I figuren ser vi at kraftprisane til dei fleste nordiske marknadsområda ligg rundt 400 kr/MWh, men fall til rundt 350 kr/MWh, og lågare, mot slutten av kvartalet. På slutten av kvartalet ser vi at døgnprisen i Vest-Noreg (NO5) ligg lågare enn i dei andre områda. Dette skuldast som nemnd innestengt kraft som følgje av høg vassføring og avgrensa overføringskapasitet. Ressurssituasjonen gav altså høg norsk vasskraftproduksjon, og relativt låge nordiske spotprisar i tredje kvartal.

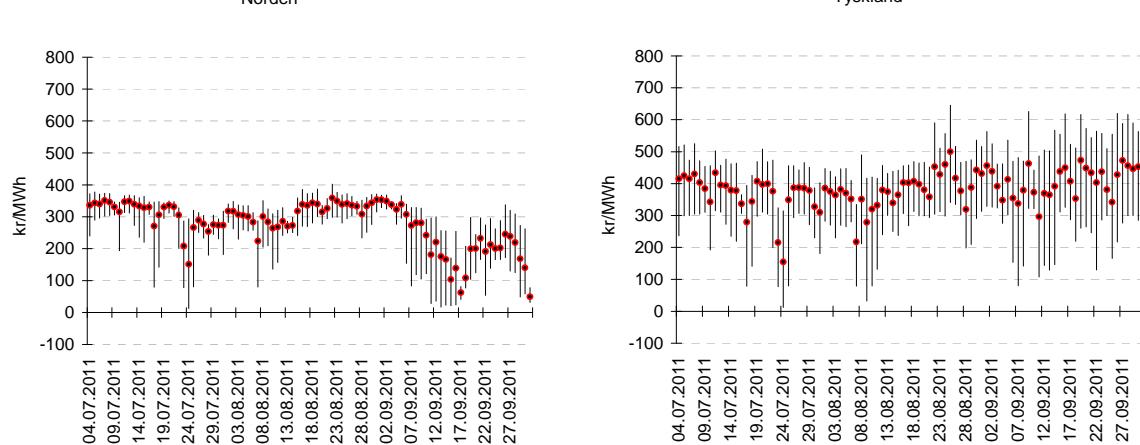
Figur 1.7.1 Spotprisar i tredje kvartal 2011, døgnjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX



Nordisk kraftproduksjonen er dominert av vasskraft. Produksjonen er billig å regulere, og følgjer derfor i høg grad forbruket. Den tyske 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 etterspunden er låg. Prisforskjellane mellom dag og natt forsterkast dersom det bles om natta og ikkje om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høg når etterspurnaden er låg og omvendt.

Figur 1.7.2 viser prisvariasjonane gjennom døgnet i tredje kvartal 2011. Vi ser at det er mest prisvariasjon i den tyske marknaden. Prisvariasjonane vi ser i den nordiske marknaden skuldast 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 imellom marknadsområda på Nord Pool og EEX i tredje kvartal. Vi ser til dømes at Midt-Noreg (NO3) hadde høgare pris enn Aust-Noreg (NO1) i 65,2 prosent av timane i tredje kvartal. Tabellen viser òg at Vest-Noreg (NO5) aldri hadde høgare timepris enn Aust-Noreg (NO1).

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

3. kvartal 2011		Lågast elspot-pris									
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
Høgast elspot-pris	NO1	0.0 %	0.0 %	0.4 %	21.6 %	0.0 %	0.0 %	0.6 %	0.5 %	6.4 %	
	NO2	0.2 %	0.1 %	0.5 %	21.7 %	0.1 %	0.1 %	0.6 %	0.5 %	6.4 %	
	NO3	65.2 %	65.1 %	5.2 %	73.0 %	0.9 %	0.3 %	3.3 %	1.5 %	8.3 %	
	NO4	65.6 %	65.4 %	4.2 %	65.4 %	2.0 %	1.0 %	3.7 %	2.2 %	9.0 %	
	NO5	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.5 %	0.1 %	0.1 %	0.6 %	0.5 %	6.4 %	
	Sverige	64.4 %	64.3 %	14.0 %	16.4 %	64.4 %	0.0 %	2.6 %	0.8 %	8.5 %	
	Finland	77.3 %	77.2 %	57.2 %	57.8 %	77.3 %	48.3 %	26.3 %	22.2 %	21.7 %	
	Jylland	71.8 %	71.7 %	54.4 %	56.7 %	71.8 %	50.5 %	43.0 %	0.0 %	17.9 %	
	Sjælland	74.9 %	74.8 %	60.5 %	62.5 %	74.9 %	58.1 %	49.1 %	14.1 %	20.7 %	
	EEX	93.5 %	93.5 %	91.5 %	90.8 %	93.4 %	91.3 %	78.1 %	81.7 %	78.7 %	

1.7.2 Terminmarknaden

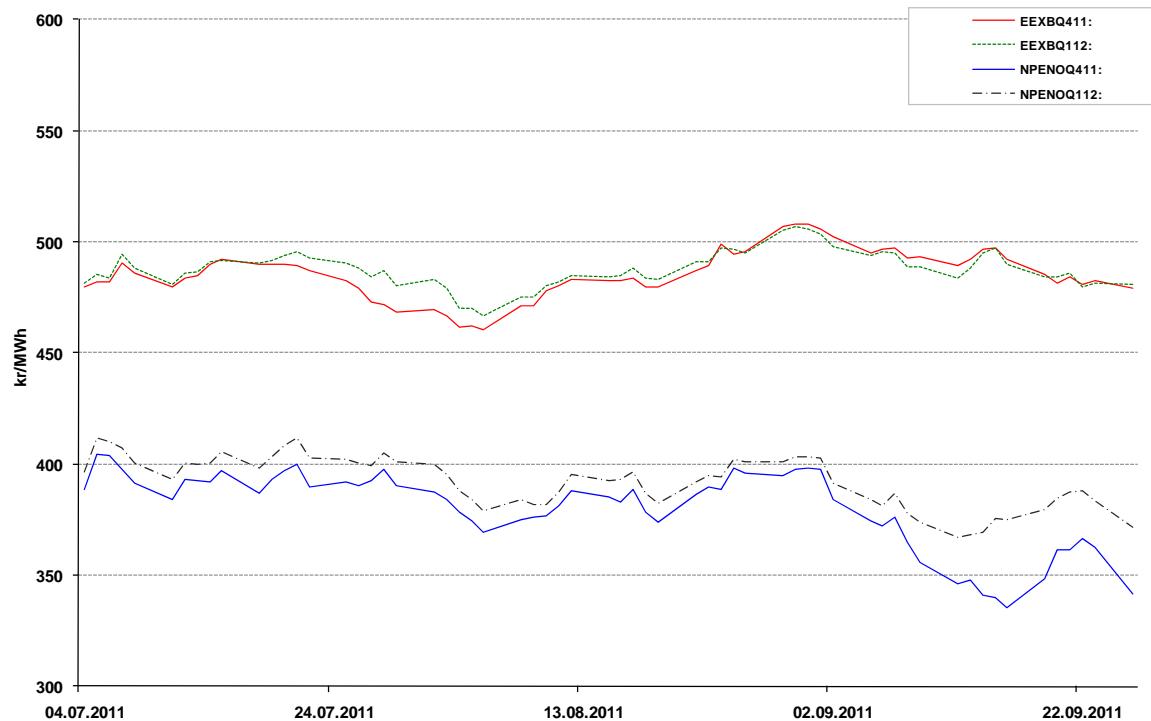
Prisen på terminkontraktar på Nasdaq OMX med levering i fjerde kvartal 2011 og første kvartal 2012 enda på 324 og 369 kr/MWh mot slutten av tredje kvartal 2011. Ved starten av kvartalet var prisen på kontrakten for fjerde kvartal 389 kr/MWh, medan prisen på kontrakten for første kvartal 2012 var 396 kr/MWh. Det vil seie at prisen på fjerdekvartalskontrakten gjekk ned med 12 prosent frå starten til slutten av kvartalet, medan prisen på førstekvartalskontrakten for 2012 gjekk ned med 6 prosent. Snittprisen på desse kontraktane igjennom kvartalet var 380 og 392 kr/MWh.

Mykje nedbør og høge tilsig utover hausten var årsaka til nedgangen i dei nordiske terminkontraktane. Fleire vassmagasin var fulle, og fleire vasskraftprodusentar vart derfor tvinga til å produsere. I tillegg var det varmare enn normalt i slutten av kvartalet. Forholda skapa press i spotmarknaden, og dette påverka terminprisane. Prisen på kontraktane nærmast på terminkurva gjekk mykje ned gjennom september månad.

Prisen på kontraktane for fjerde kvartal 2011 og første kvartal 2012 ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange haldt seg relativt stabil frå starten til slutten av tredje kvartal. Snittprisen på dei to kontraktane var 485 og 488 kr/MWh.

I figur 1.7.3 ser vi at prisen på både kontrakten for fjerde kvartal 2011 og første kvartal 2012 på Nasdaq heldt seg relativt stabil fram til starten av september. Vi ser øg prisfallet på desse to kontraktene fra starten av september og ut kvartalet. Figuren viser øg utvikling i dei to tyske terminkontraktane.

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



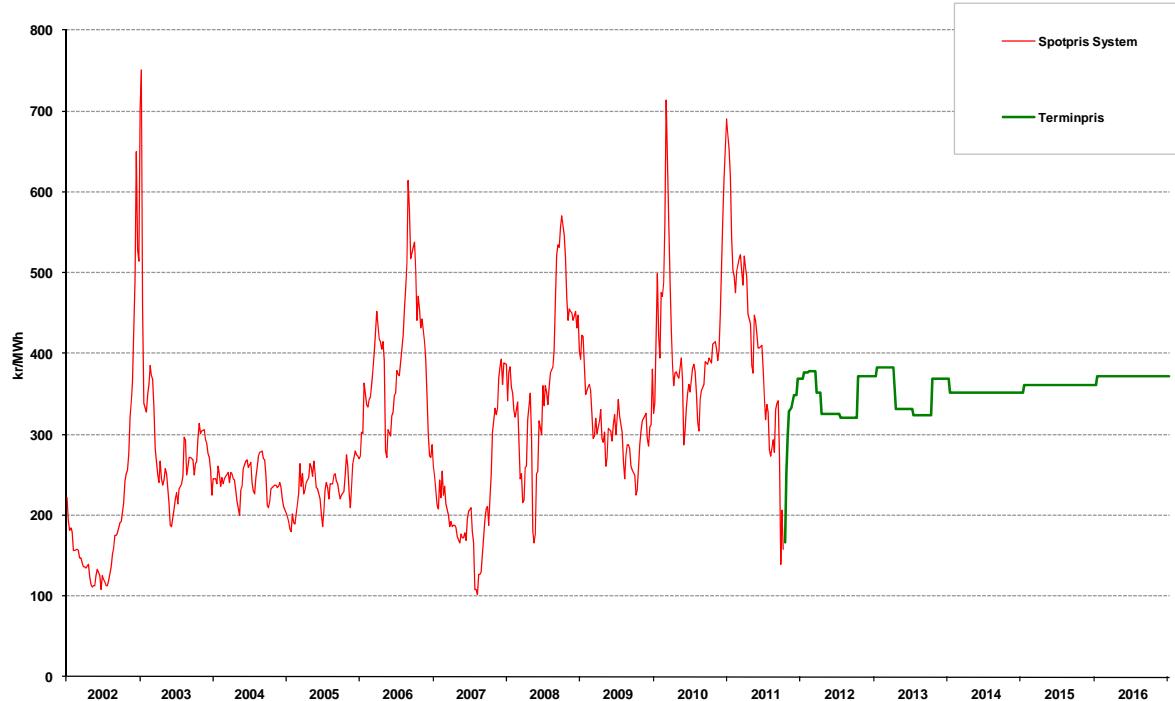
Ein euro kosta i snitt 7,8 kroner i tredje kvartal 2011, omtrent det same som i kvartalet før. Figur 1.7.4. viser at euroen har svekka seg betrakteleg mot krona sidan 2009.

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



Figur 1.7.5 viser historisk nordisk systempris på vekesnitt og terminprisar den siste handledagen i tredje kvartal 2011. Siste veka i tredje kvartal var systemprisen på Nord Pool 158 kr/MWh. Den siste handledagen i tredje kvartal låg terminprisane for vinteren rundt 370 kr/MWh. Terminprisane for neste vinter låg rundt 380 kr/MWh.

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



Prisen på CO₂ påverkar prisen på elektrisk kraft då utsleppsrettane er ein del av kostnadene i termisk kraftproduksjon. I tredje kvartal kosta ein utsleppsrett for CO₂ i 2011 i gjennomsnitt 12,3 euro/tonn, ein nedgang på 4,0 euro frå kvartalet før. Gjennomsnittsprisen for utsleppsrettar for 2012 og 2013 var 12,8 og 13,7 euro/tonn.

På slutten av kvartalet kunne kontrakten for utslepp i 2011 handlast for 10,8 euro/tonn og kontaktane for utslepp i 2012 og 2013 kunne handlast for 11,2 og 12,0 euro/tonn. Nedgangen kan forklarast med uvisse rundt utviklinga i verdsøkonomien.

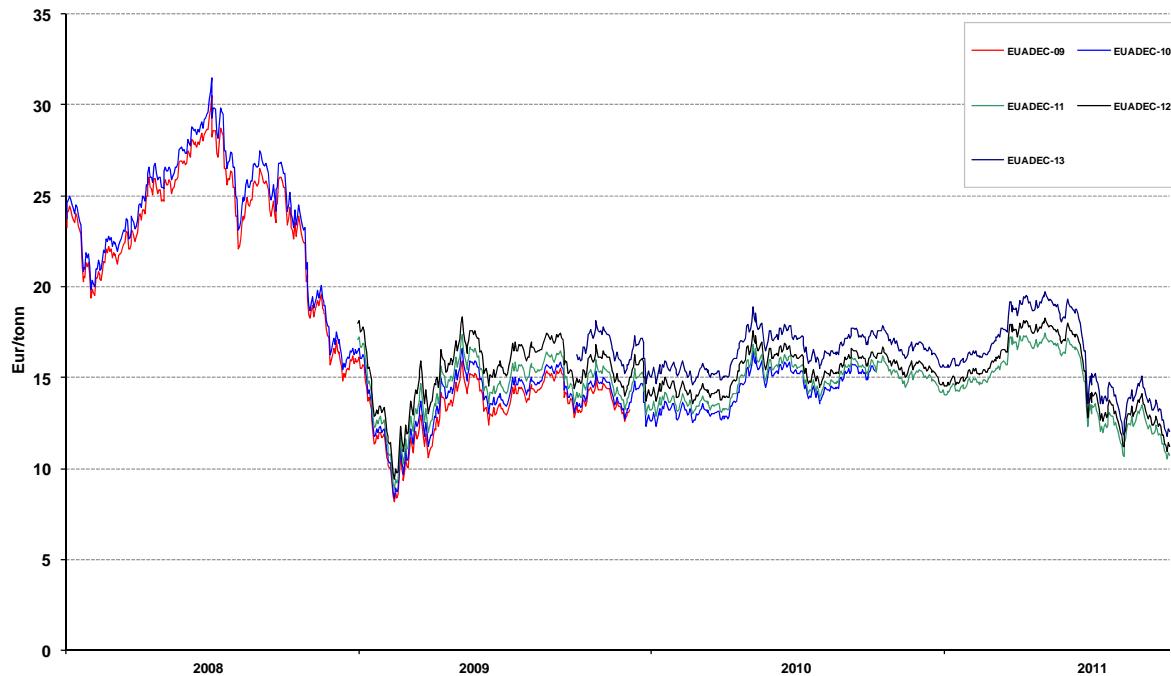
Frå midten av 2008 fall prisene på utsleppsrettar for CO₂ frå omkring 30 euro/tonn til omkring 8 euro/tonn i midten av februar 2009. Dette heng saman med lågare kraftforbruk og -produksjon som følgje av finanskrisa. Deretter steig prisen i løpet av våren 2009 til i overkant av 15 euro/tonn, der den holdt seg meir eller mindre stabil ut året. Frå og med andre kvartal 2010 til og med andre kvartal i 2011 har prisen på utslepp av CO₂ holdt seg på mellom 13 og 20 euro/tonn. I tredje kvartal 2011 var snittpisen nedi 12 euro/tonn. På det lågaste 10,5 euro/tonn mot slutten av kvartalet.

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

Prisnedgangen holdt fram inn i 2009, men 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 på det høgaste på slutten av 2010. Etter dette har gassprisane stige. På slutten av tredje kvartal i 2011 låg prisane på rundt 207 øre/Sm³.

Prisen på gass på NBP gjekk opp frå 206 øre/Sm³ i veke 27 til 208 øre/Sm³ i kvartalet si siste veke. Snittpisen på gass låg på 210 øre/Sm³ i tredje kvartal. Det er 29 øre høgare enn snittpisen i andre kvartal.

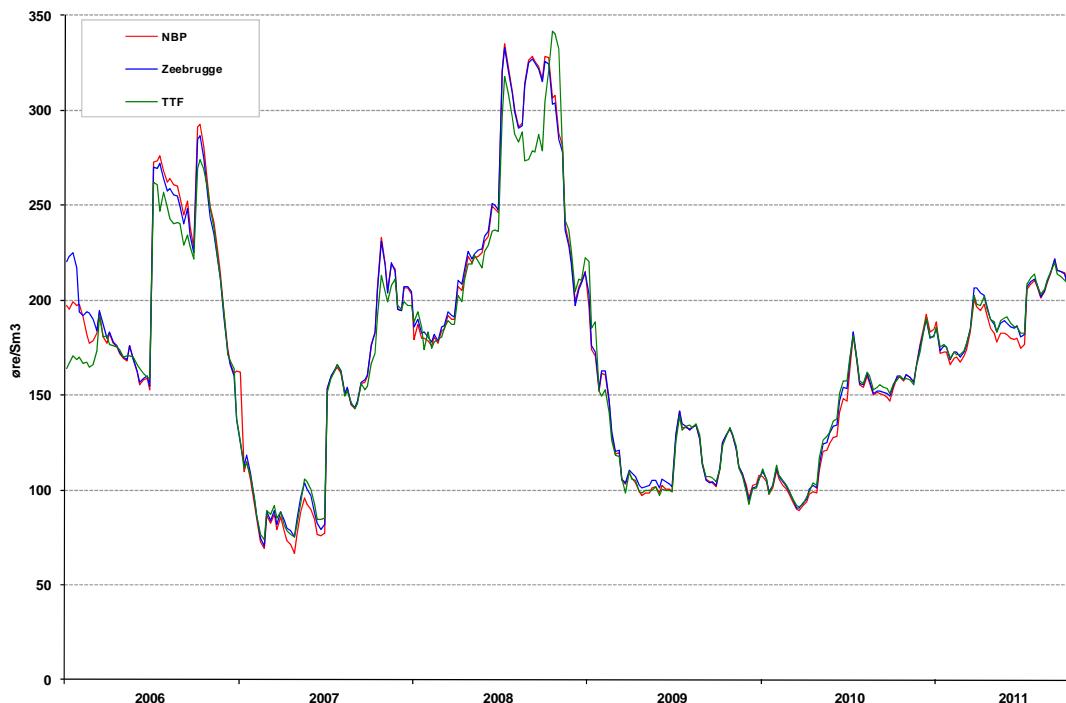
Figur 1.7.6 Prisutvikling på utslippsrettar for CO₂ i EU ETS, euro/tonn. Kjelde: Nord Pool Spot



Tar ein utgangspunkt i eit kraftverk i Storbritannia med ein nytteeffekt på 55 prosent, ville brenselskostnadane for eit gasskraftverk som handla gass i spotmarknaden (eksklusiv innanlands rørtariff) i tredje kvartal vore i snitt 379 kr/MWh. Det er ein auke på 50 kr/MWh i forhold til andre kvartal 2011. Til samanlikning var brenselskostnaden i tredje kvartal 2010 i snitt 281 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 tredje kvartal 2011.

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



Prisen på kol gjekk ned i løpet av tredje kvartal 2011. I veke 27 vart kontrakten for det nærmaste kvartalet (Front Quarter) handla for 127,2 dollar/tonn. Ved utgangen av kvartalet var prisen 121,6 dollar/tonn. Snitprisen i tredje kvartal enda på 125,3 dollar/tonn, omrent det same som i kvartalet før.

Med ein kolpris på 125,3 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 220,8 kr/MWh. Til samanlikning var denne kostnaden 183,3 kr/MWh i tredje kvartal 2010.

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

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



1.8 Sluttbrukarmarknaden

1.8.1 Prisar og kontraktar

I tredje kvartal 2011 falt straumprisen for ein gjennomsnittleg forbrukar med marknadskontrakt både samanlikna med kvartalet før og tredje kvartal 2010. Prisutviklinga var den same for kundar med standard variabel kontrakt.

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 mva. på straum.

Tabellen viser også kor mykje prisane for dei ulike kontrakttypane har endra seg frå andre kvartal i år og frå tredje kvartal i fjor.

Spotpriskontraktar (marknadsporskontraktar)

Som tabellen viser var

prisnedgangen frå andre kvartal størst i Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg. Marknadsprisen falt omlag 19,5 øre/kWh i desse tre områda. Lågast pris var det i Nord-Noreg. Den gjennomsnittlege marknadsprisen i Nord-Noreg var 30,3 øre/kWh i tredje kvartal 2011. Den låge prisen i Nord-Noreg samanlikna med dei andre elspotområda i Noreg, kjem i hovudsak av fritaket på mva. Generelt har sluttbrukarar med marknadsporskontraktar opplevd ein nedgang på mellom 19,5 – 11,7 øre/kWh i

Prisar på kontraktar (i øre/kWh)	3. kv. 2011	Endring frå 2. kv. 2011 (øre/kWh)	Endring frå 3. kv. 2010 (øre/kWh)
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	32,8	-19,5	-14,4
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	32,8	-19,5	-14,4
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	37,7	-14,5	-10,5
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	30,3	-11,7	-7,7
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	32,1	-19,2	-15,2
Standard variabel kontrakt	47,4	-13,7	-2,6
1-årig fastpriskontrakt	51,4	-7,8	0,3
3-årig fastpriskontrakt	51,3	-7,9	1,2
Omsett volum på ulike kontraktar for hushaldskundar (i prosent av total) ¹	Glidande snitt for 3. kv. 2011 ²	Endring frå 2. kv. 2011 (prosentpoeng)	Endring frå 3. kv. 2010 (prosentpoeng)
Spotpriskontrakt (marknadsporskontrakt)	56,0 %	-0,6 %	0,0 %
Fastpriskontrakt	6,1 %	0,6 %	1,4 %
Variabel kontrakt	37,9 %	-0,1 %	-1,5 %
Omsett volum på ulike kontraktar for næringskundar (i prosent av total)	Glidande snitt for 3. kv. 2011 ²	Endring frå 2. kv. 2011 (prosentpoeng)	Endring frå 3. kv. 2010 (prosentpoeng)
Spotpriskontrakt (marknadsporskontrakt)	69,1 %	2,0 %	-2,3 %
Fastpriskontrakt	7,4 %	-1,2 %	0,2 %
Variabel kontrakt	23,5 %	-0,8 %	2,1 %

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.

² Det glidande snittet for omsett volum tar for seg snittet av de fire siste kvartala. Det vil seie for 3. kvartal viser ein snittet av perioden fjerde kvartal 2010 til og med tredje kvartal 2011.

kontraktprisen frå førre kvartal. Det vil seie ein nedgang i kraftpriskostnaden, lagt til grunn eit forbruk på 5 000 kWh per kvartal, på mellom 975 og 585 kr, avhengig av kor i landet ein bur.

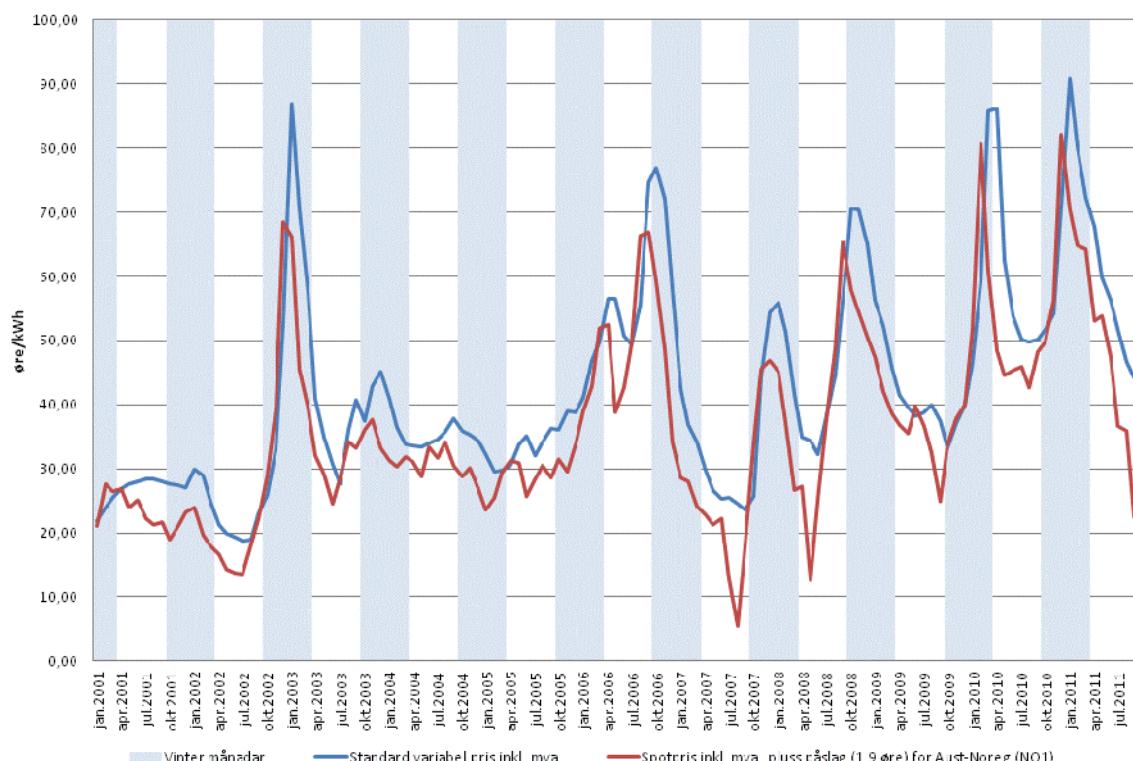
Standard variabel kontrakt

Gjennomsnittet av standardvariabelkontraktane tilbode frå dei dominerande leverandørane i eit utval av dei største nettområda hadde i tredje kvartal 2011 ein gjennomsnittspris på 47,4 øre/kWh inkl. mva. Den gjennomsnittlege prisen på desse utvalde kontraktane falt dermed 13,7 øre/kWh frå andre kvartal i år og 2,6 øre/kWh frå same kvartal i fjor. Det medfører ein nedgang i kraftpriskostnaden på om lag 685 kr frå førre kvartal, dersom ein legg til grunn eit forbruk på 5 000 kWh per kvartal, for ein gjennomsnittleg forbrukar med gjennomsnittleg standard variabel kontrakt.

I frå tabellen ser ein at ein gjennomsnittleg standard variabel kontrakt ligg høgare enn dei gjennomsnittlege marknadspriskontraktane i heile Noreg. Ein må likevel presisere at standard variabel kontrakten som er lagt til grunn her er basert på eit volumvekta gjennomsnitt av eit lite utval av kontraktar. Difor finst det også kontraktar som naturleg nok både har vore billegare og dyrare enn dette gjennomsnittet.

Figur 1.8.1 samanliknar den gjennomsnittlege prisen på ein standard variabel kontrakt tilbode av dominerande leverandørar i eit utval av dei største nettområda i Noreg med marknadspriskontrakten (spot) 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 månadlege gjennomsnittsprisen for marknadspriskontrakten stort sett vore lågare enn tilsvarende pris på gjennomsnittleg standard variabel kontrakt.

Figur: 1.8.1 Utviklinga i ein månadleg gjennomsnittleg straumpris (nominell) for ein spotprisbasert kontrakt og ein gjennomsnittleg standard variabel kontrakt (nominell). Kjelder: Konkurransestilsynet og NVE



Fastpriskontraktar

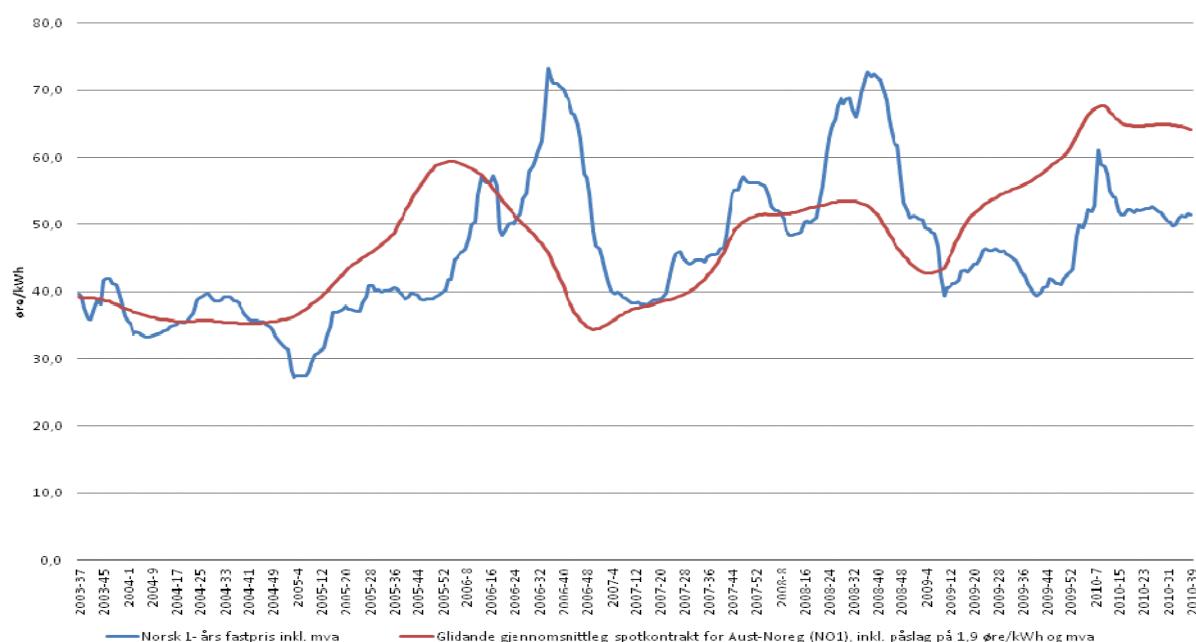
Dei gjennomsnittlege prisane på fastpriskontraktar med ei avtaletid på eit år fall med 7,8 øre til 51,4 øre/kWh inkl. mva. frå andre til tredje kvartal i år. Fastpriskontraktar med ei avtaletid på 3 år gjekk tilsvarende ned med 7,9 øre til 51,3 øre/kWh. Begge fastpriskontraktypane var (i gjennomsnitt) marginalt dyrare enn i tredje kvartal 2010.

Tabellen over viser også korleis samansettinga av det totale forbruket for sluttbrukarar er fordelt på ulike typar kontraktar. I tredje kvartal viser tal frå SSB at 56 prosent av norske hushald hadde ein marknadsprisbasert straumpriskontrakt, mens 38 prosent av hushalda hadde ein standard variabel kontrakt. Dei resterande 6 prosentane hadde valt ein fastpriskontrakt. Samanlikna med tredje kvartal i fjor inneber det ein liten auke i talet på abonnentar med fastpriskontrakt. I same periode har det også vorte færre hushaldskundar med marknadspriskontrakt.

Som følgje av at fleire hushald vel fastpriskontrakt, har vi samanlikna ein gjennomsnittleg fastpriskontrakt med ein marknadskontrakt for Aust-Noreg i figur 1.8.2. Marknadskontrakten er berekna som eit gjennomsnitt frå veka fastpriskontrakten vart tilbydd og 52 veker fram i tid. Ein kan derfor samanlikne når det har vore historisk lønsamt å teikne ein fastprisavtale på eit år. Til dømes vil ein fastprisavtale tilbudd i veke 1 i 2010 samanliknast med gjennomsnittet for marknadsprisen (inklusiv mva. og eit påslag på 1,9 øre/kWh) for Aust-Noreg frå veke 1 til og med veke 52 2010. Som ein kan sjå av figuren var det lønsamt å binde seg til ein fastpriskontrakt med eitt års avtaletid heilt frå veke 10 i 2009 til veke 39 i 2010. Til dømes har eit hushald med ein gjennomsnittleg fastprisavtale inngått i tredje kvartal 2010 med avtaletid på eitt år, spart mellom 2500 kr og 3000 kr (dersom ein legg til grunn eit forbruk på 20000 kWh per år). Talet er nok noko høgare dersom ein tar eit volumvekta gjennomsnitt av marknadsprisen, då prisen ofte er høgast når forbruket også er høgt.

Likevel må ein presisere at sjølv om det frå veke 10 i 2009 fram til veke 39 i 2010 var betre å velje ein fastprisavtale, er det ikkje sikkert at det vil vere like lønsamt å teikne ein slik kontrakt i dag. Prisdifferansen mellom ein fastpriskontrakt og ein spotkontrakt er avhengig av den til ei kvar tid gjeldande marknadssituasjonen, og det er vanskeleg å føresjå denne eitt år fram i tid.

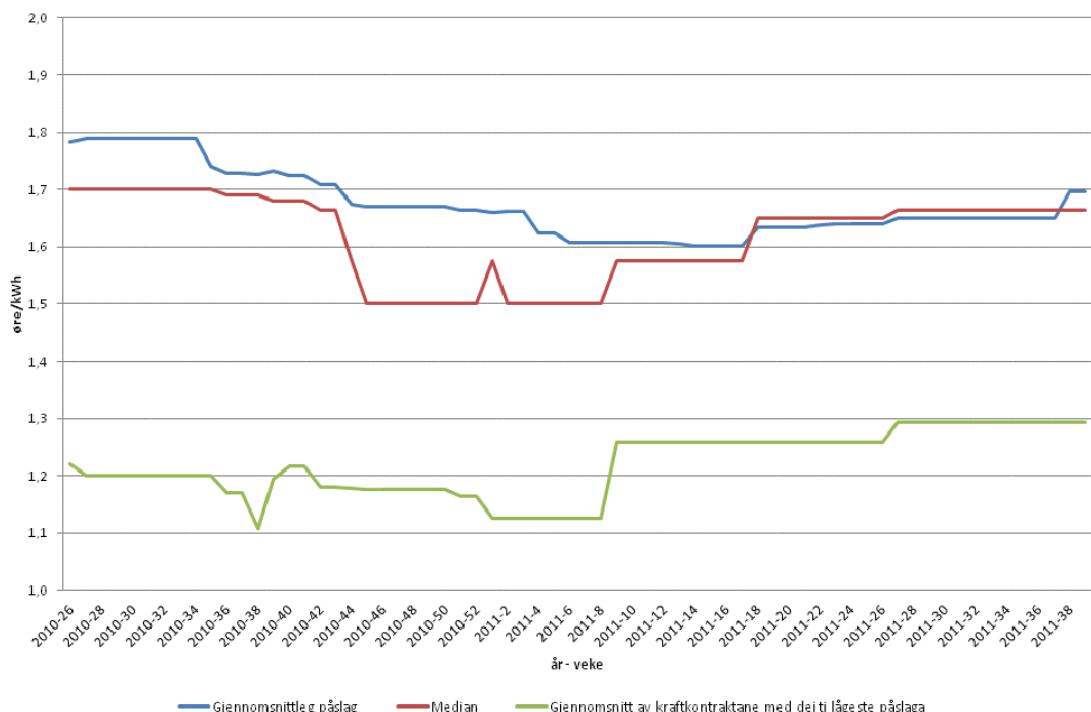
Figur: 1.8.2 Historisk oversikt over lønsemdund ved å teikne ein gjennomsnittleg fastprisavtale med eit års avtaletid kontra ein spotprisavtale i Aust-Noreg. Kjelder: Konkurransestilsynet og NVE



Påslag på spotpriskontrakt

Påslaget på spotkontraktar viser kor mykje ein kraftleverandør tar betalt i tillegg til spotprisen frå Nord Pool Spot (marknadsplassen for kraftomsetning i Norden). I figur 1.8.3 kan ein sjå korleis påslaget på ulike kraftkontraktar har utvikla seg frå veke 26 i 2010 til veke 39 i 2011. Figuren tek utgangspunkt i kraftleverandørar som tilbyr spotpriskontrakt i meir enn ti ulike kommunar, og er registrert på Konkurransestilsynets kraftprissider. Det utgjer til saman 16 ulike kraftleverandørar med til saman 23 ulike kontraktar. Figuren viser at det finst kontraktar med lave pris påslag. Gjennomsnittet av dei ti billegaste ligg på 1,29 øre/kWh, medan medianen for utvalet ligg på 1,67 øre/kWh. Dersom ein til samanlikning gjer same undersøking for kraftleverandørane som tilbyr spotpriskontrakt i meir enn 400 kommunar, endrar ikkje påslagsbiletet seg noko særleg. Talet på kraftleverandørar går ned til 13, og talet på kraftkontraktar går ned til 16.

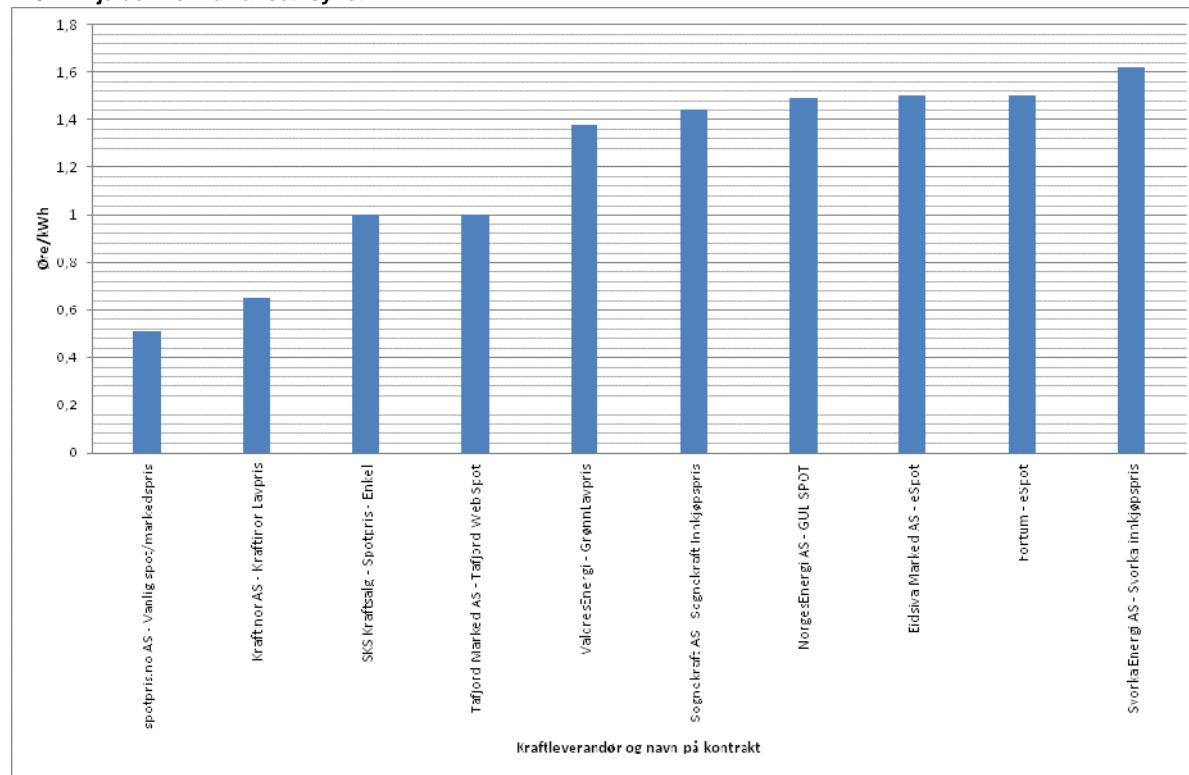
Figur: 1.8.3 Historisk utvikling i påslaga til spotpriskontraktar registrert hos Konkurransestilsynet, øre/kWh



I figur 1.8.4 kan ein sjå ei oversikt over påslaga på marknadsprisen for dei ti billigaste kraftleverandørane i Oslo i veke 39 2011, det vil seie den siste veka i tredje kvartal. Sidan nokre kontraktar har eit påslag per kWh, medan andre har eit påslag som ein fast sum per månad, år eller begge deler, kan det av og til vere 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.

Det er berre kontraktane med etterskotsfakturering som er inkluderte i oversikta. Det er fordi både forskotsfakturering og akonto-fakturering inneber eit potensielt rentetap for forbrukaren ved at ein har eit beløp inneståande hos kraftleverandøren. Derfor er det ikkje føremålstenleg å inkludere desse kontrakttypene i samanlikninga, då storleiken på dette tapet er varierande. Kraftleverandørar med etterskotsfakturering pålegg ofte sluttbrukarar ein større kostnad enn det faktiske påslaget, avhengig av rentetapet på forskotsbeløpet.

Figur: 1.8.4 Påslag på spotpriskontrakt per kWh for dei ti billegaste 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 39 i 2011. Kjelde: Konkurranseetilsynet



Figur 1.8.4 viser at det sjølv blant dei ti billegaste kontraktane er store skilnader i påslaget. Den rimelegaste kontrakten (som var tilbode) hadde eit påslag på 0,51 øre/kWh. Den tiande billegaste hadde eit påslag på 1,62 øre/kWh. Dersom ein forbruker 20000 kWh per år, vert kostnadsskilnaden ved den billegaste kontrakten og den tiande billigaste 222 kr per år.

Prisutvikling

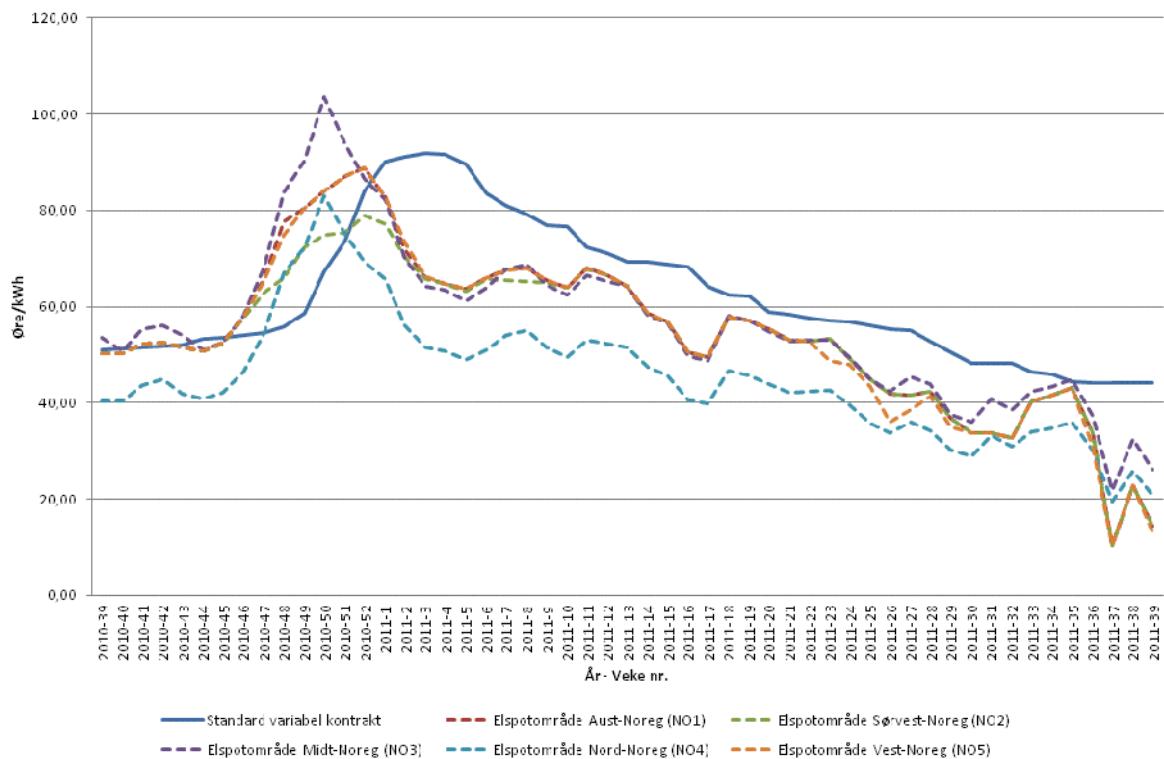
Figur 1.8.5 samanliknar den volumvekta gjennomsnittsprisen for standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane i eit utval av dei største nettområda med spotpriskontraktar i Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg, frå tredje kvartal 2010 til og med tredje kvartal 2011.

Av figuren kan ein sjå at prisen på standard variabel kontrakt¹ har falle sidan starten av 2011, men likevel haldt seg høgare enn spotpriskontraktane. Som følgje av at prisen for standard variabel kontrakt fall med lågare takt enn spotpriskontraktane, har spotpriskontraktar vore det økonomisk fordelaktige valet for sluttbrukarane i tredje kvartal 2011.

Figuren syner også at spotpriskontraktane er meir volatile enn standard variabel kontrakt. Årsaka til dette er at standard variabel kontrakt ikkje er direkte knytt til marknadsprisen på Nord Pool Spot. Dei fleste sluttbrukarane har rettnok per i dag ikkje timemålarar, og vert difor avrekna ut frå den månadlege gjennomsnittsprisen frå Nord Pool Spot sjølv om dei er knytt til ein marknadspriskontrakt. Straumprisen deira vert såleis mindre volatile enn vekeprisane. Som følgje av dette vert ikkje sluttbrukarar med spotpriskontraktar, som ikkje har timemålarar, eksponert for så mykje større risiko enn kundar med standard variabel kontrakt (figur 1.8.1 samanliknar den månadlege gjennomsnittsprisen for ein gjennomsnittleg standard variabel priskontrakt og ein spotpris basert kontrakt).

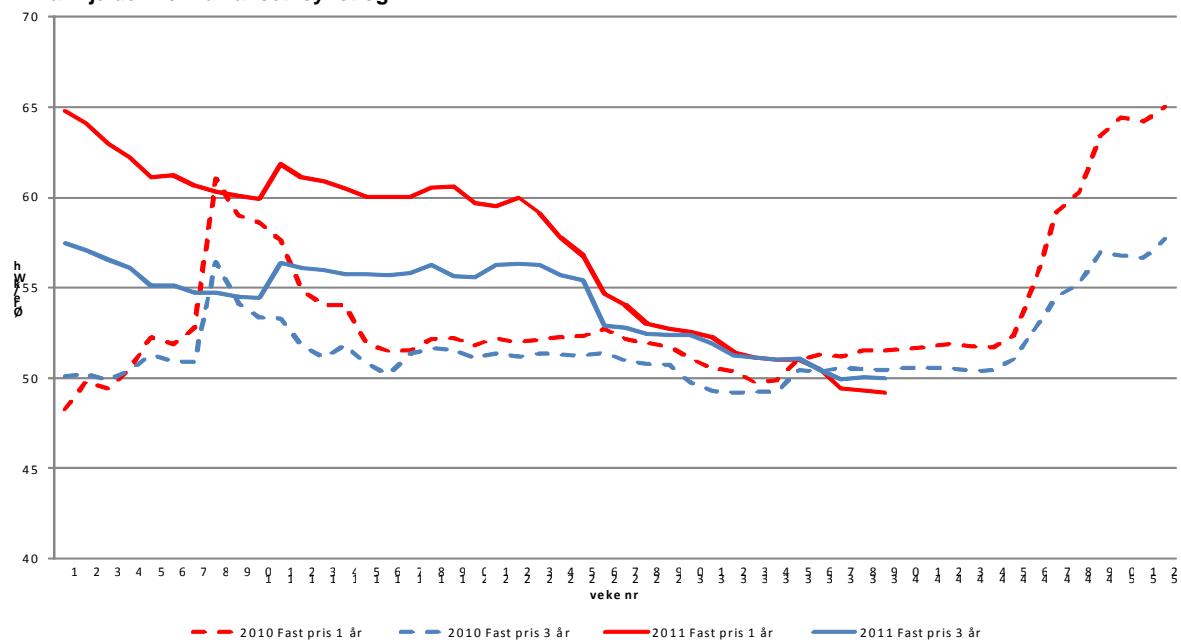
¹ Prisen på standard variabel kraftpris varierer med kraftmarknadssituasjonen. Leverandørane av slike kontraktar pliktar å informere om eventuelle prisendringar 14 dagar før dei trer i kraft.

Figur: 1.8.5 Gjennomsnittlege vekeprisar frå tredje kvartal 2010 til og med tredje 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 prisene i Nord-Noreg, er inkl. mva. Kjelder: Konkurransestilsynet, Nord Pool Spot og NVE



Figur 1.8.6 viser prisutviklinga til eit gjennomsnitt av 1- og 3-årige fastpriskontraktar i 2010 og 2011. Dei gjennomsnittlege fastpriskontraktane på eit og tre år legg til grunn eit forbruk på 20 000 kWh¹. Dei gjennomsnittlege prisane for fastpriskontraktane fall i løpet av tredje kvartal 2011. Ein kan også sjå at fastpriskontraktane no ligg på eit lågare nivå enn kva dei gjorde til same tid i fjor.

Figur: 1.8.6 Prisutvikling for 1- og 3-årige fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år i 2010 og 2011. Prisane er inkl. mva. Kjelde: Konkurransestilsynet og NVE.



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

1.8.2 Leverandørskifte

Bakgrunn

Som eit ledd i arbeidet med å undersøke om kraftmarknaden fungerer tilfredsstillande har NVE sidan 1997 gjort kvartalsvise undersøkingar av leverandørskifte. Frå 1999 vart undersøkinga utvida frå berre å omfatte hushaldskundar til òg å inkludere næringskundar. Frå og med fjerde kvartal 2004 er nettselskapet òg bedne om å rapportere om marknadsdelar for dei fem største leverandørane i nærings- og hushaldsmarknaden. I 2011 er statistikken utvida frå 28 til 34¹ nettselskap.

Dei 34 nettområda omfatta i tredje kvartal 78 prosent av hushaldsmarknaden. Frå første kvartal 2011 er det totale talet på norske abonnement knytt til hushald og jordbruk utrekna til 2 165 217. Nøkkeltala for leverandørskiftestatistikken i hushaldsmarknaden er derfor skalert opp med 1,28 for å representere heile landet.²

Liberaliseringa av den norske kraftmarknaden

I dag kan hushaldskundar velje kraftleverandør heilt fritt. På Konkurransetilsynet si straumprisoversikt var det ved utgangen av kvartalet registrert 13 kraftleverandørar som tilbod 16 ulike spotpriskontraktar i over 400 kommunar i Noreg.

Sjølv om kundane står fritt til å velje kraftleverandør og kontrakt, viser tal frå leverandørskifteundersøkinga at ikkje meir enn i overkant av 7 prosent hadde byta kontrakt frå starten av 2011 og ut tredje kvartal. Figur 1.8.7 viser prosentvis leverandørbyte blant hushaldskundar i dei utvalde nettområda dei ti siste åra. Som ein kan sjå var det fleire som byta leverandør fram til tredje kvartal 2010 enn fram til tredje kvartal 2011. Forklaringa på dette kan vere samansett, men ei plausibel forklaring er at i periodar med høge prisar, som i 2010, kan prisforskjellen mellom dei ulike kontrakttypane auke. Då vil det vere mogleg å tene pengar på å skifte leverandør. Ei anna medverkande og forsterkande årsak er at det i periodar med høge kraftprisar generelt sett er større mediemerksmed rundt kostnadene på kraft og moglegheitene for skifte av kraftleverandør. Såleis kan dei låge prisane i tredje kvartal 2011 ha redusert insentiva for å bytte kraftleverandør.

Leverandørskifte hushaldsmarknaden

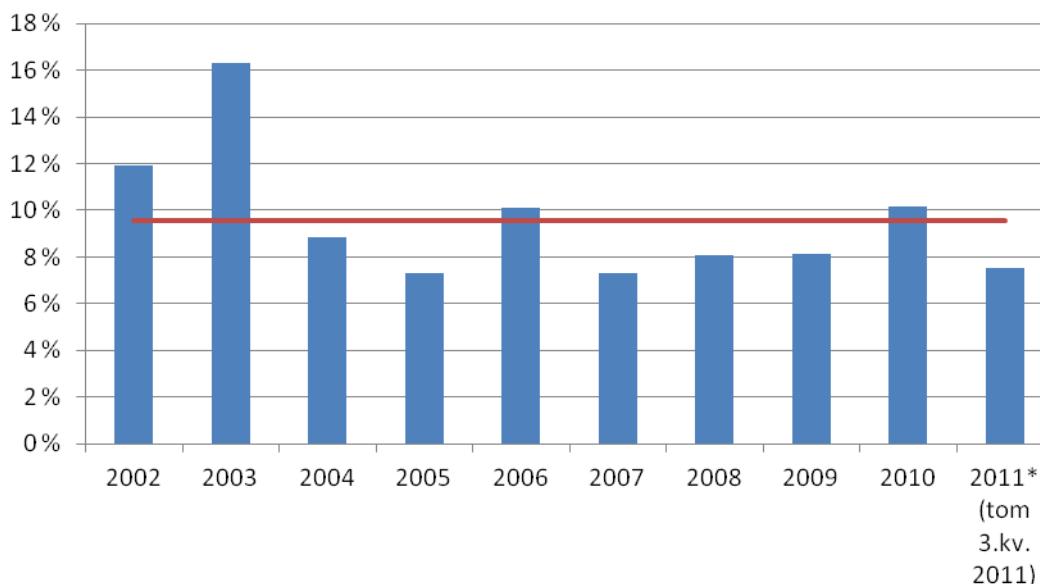
42.200 hushald valde å skifte leverandør i tredje kvartal 2011. Det er 4 prosent fleire byte enn i andre kvartal, då ein hadde 40.400 leverandørskifte. Samanlikna med tredje kvartal i fjar, då talet på leverandørskifte var 45.400, falt leverandørskifta innanfor hushaldssektoren med 7,6 prosent.

Som ein kan sjå frå figur 1.8.7 er prosentvis utvikling i leverandørskifte dei siste ti åra rundt ti prosent av det totale talet på kundar. For 2011 går ikkje statistikken lenger fram enn til og med tredje kvartal, og ein vil derfor sjå ein auke i talet på leverandørskifte fram mot slutten av året.

¹ Utvalet består per i dag av 34 nettselskap 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 Frå fjerde kvartal 2004 til og med fjerde kvartal 2007 er talet på leverandørskifte skalert opp med utgangspunkt i 2,3 millionar hushaldsabonnement. Ifrå 2008 til og med 2010 vart talet skalert opp med utgangspunkt 1,17 millionar hushaldsabonnement.

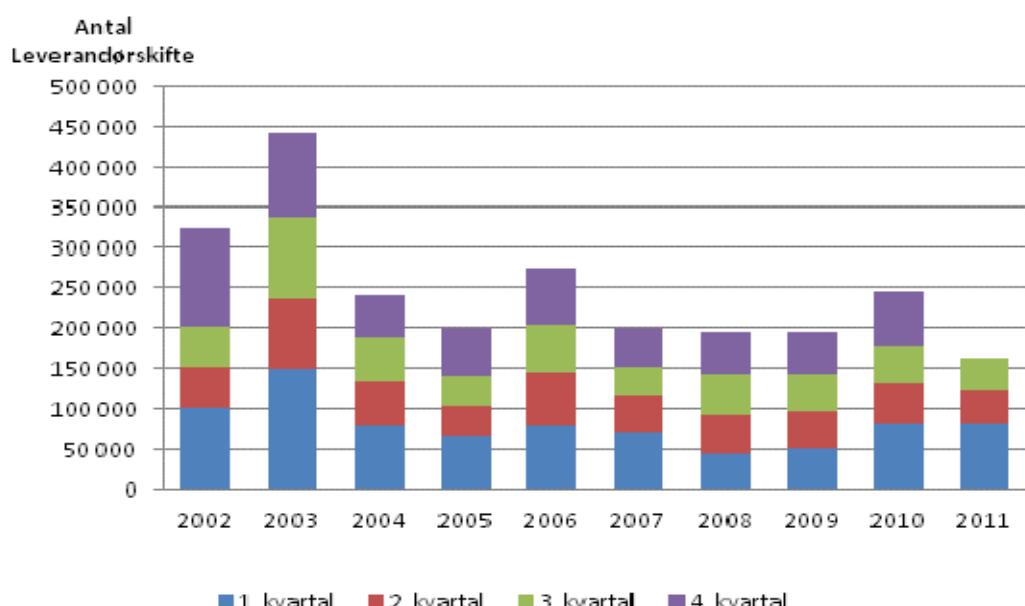
Figur 1.8.7: Historisk utvikling i leverandørskifte i hushaldsmarknaden i Noreg dei siste ti åra. Gjennomsnittleg prosentvis byte er vist i raudt. Kjelde: NVE



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. 2010 skil seg ut ifrå dei tre føregåande åra med eit høgt tal på leverandørskifte. Spesielt skil første og fjerde kvartal seg ut med mange leverandørskifte. Forklaringsa til dette kan vere at det var uvanleg høge kraftprisar desse to kvartala. 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 30. september 2011 er 2 806 600.

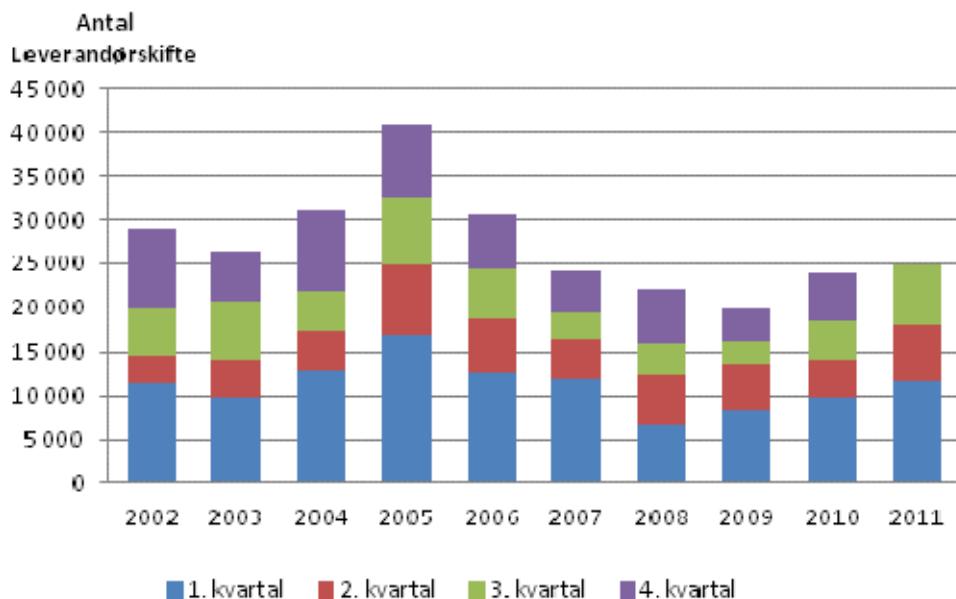
Figur 1.8.8: Talet på leverandørskifte per år og kvartal i hushaldsmarknaden. Kjelde: NVE



Leverandørskifte i næringsmarknaden

For næringsmarknaden baud tredje kvartal 2011 på 6900 leverandørskifte. Det svarer til ein oppgang på 7 prosent frå andre kvartal, då ein hadde 6400 leverandørskifte. Samanlikna med tredje kvartal i fjor, då talet på leverandørskifte var 4400, auka leverandørskifta innanfor næringssektoren med 2500 byte i tredjekvartal i år. Av figur 1.8.9 kan ein sjå at for næringsmarknaden er 2011 det året med flest leverandørskift fram til tredje kvartal sidan 2005. Ei naturleg forklaring på det kan igjen vere at prissvingingane i 2011 var større enn normalt.

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



1.8.3 Marknadsdelar

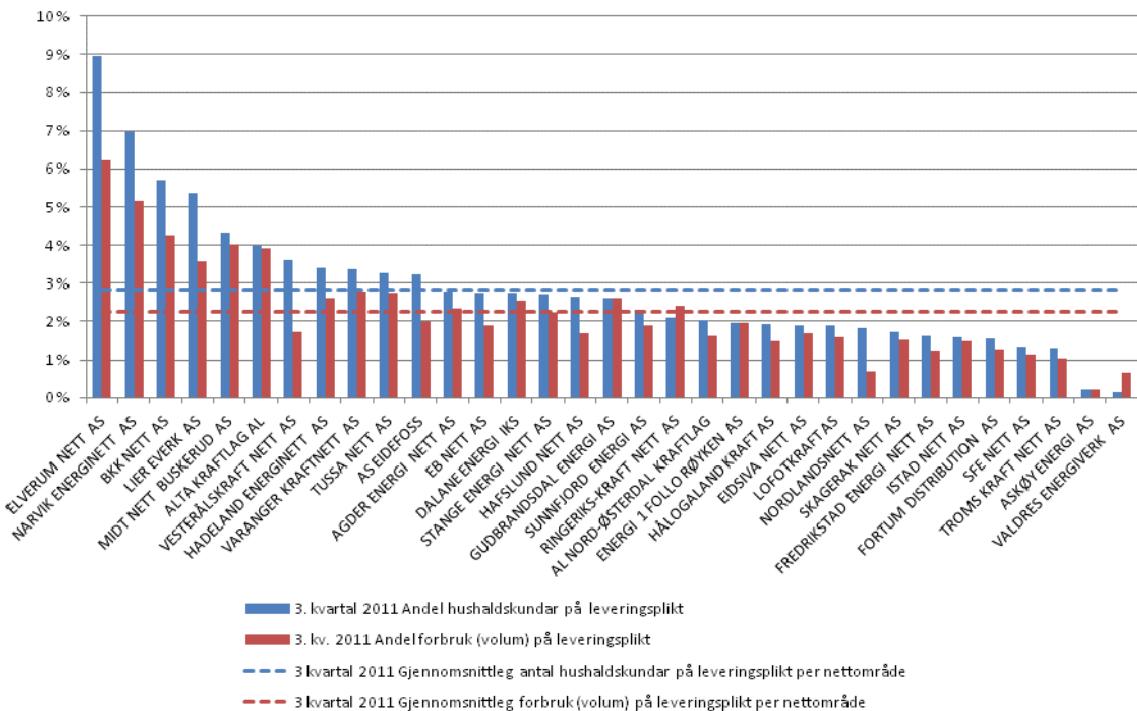
NVE arbeider med å utvide og betre den kvartalsvise undersøkinga av leverandørskifte. Grunna mangelfulle opplysningar som følgje av feilrapportering i den nye rapporteringsløysninga har NVE bestemt å ikkje publisere marknadsdelar for dei dominerande leverandørane i kvart nettområde dette kvartalet. Oppdaterte tal vil etter planen presenterast i rapporten for fjerde kvartal 2011.

Leveringsplikt

Nokre kundar har ikkje sjølv valt kraftleverandør. Desse får, som følgje av leveringsplikta, levert kraft frå nettselskapa i det området han bur. Kraftprisen for kundar på leveringsplikt er regulert dei første seks vekene, og prisen i denne tida skal settas 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 tredje kvartal 2011 fekk i snitt 2,3 prosent av hushaldskundane kraft via leveringsplikt. Dette er omtrent det same som i andre kvartal 2011, og talet har vore stabilt dei siste kvartala. Den største prosentdelen kundar på leveringsplikt i eit nettområde var 9 prosent, medan den lågaste var 0,15 prosent i tredje kvartal 2011. Figuren under viser kor mange prosent av hushaldsabonnementane som per 30. september 2011 var på leveringsplikt i dei 34 nettområda som deltek i undersøkinga.

Figur 1.8.10 Prosentvis fordeling av hushaldskundar og forbruk (volum) per nettselskap på leveringsplikt for 34 nettområde i Noreg per 30. september 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 månadar. Figur 1.8.11 viser ei oversikt over talet rapporterte hushaldskundar¹ med straum på leveringsplikt fordelt på kor lenge dei har vore på leveringsplikt. Figuren viser også gjennomsnittet for dei ulike kategoriene (den grøne linja viser gjennomsnittleg tal på hushaldskundar med straum på leveringsplikt i over seks månadar, mens den blå og den raude viser talet på hushaldskundar med straum på leveringsplikt under seks veker og mellom seks månadar og seks veker).

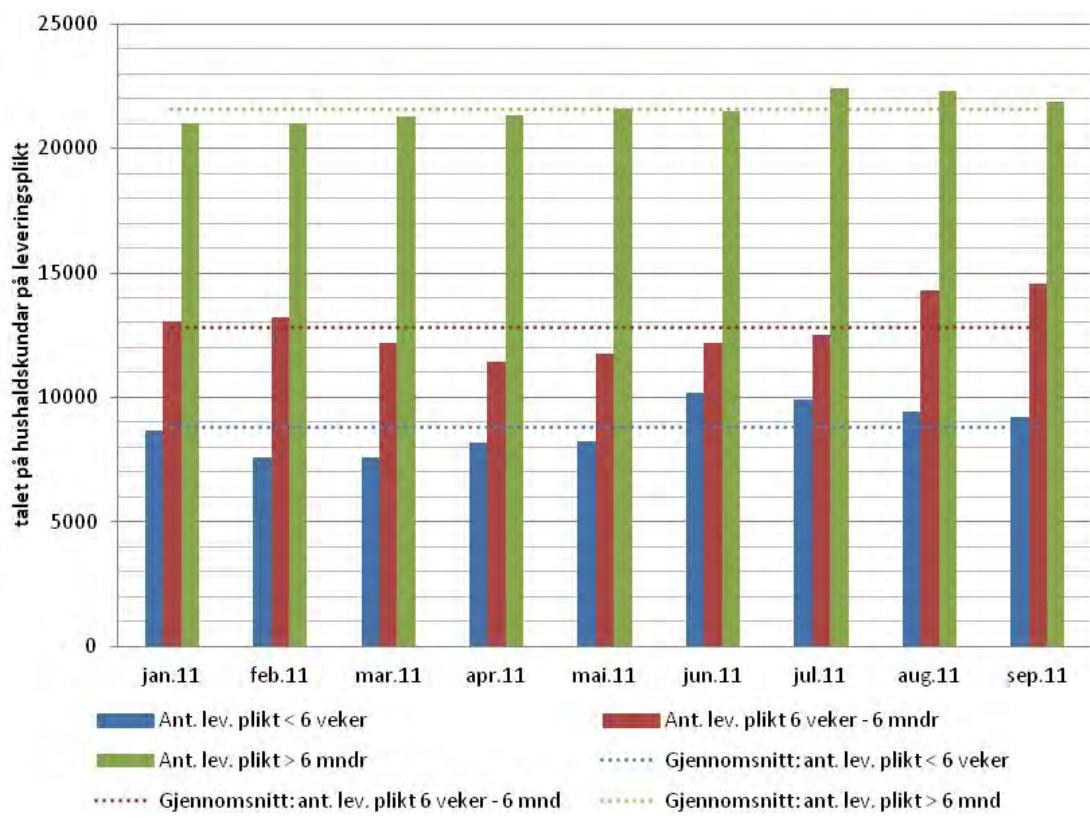
Figur 1.8.11 viser at talet på sluttbrukarar som har fått straum på leveringsplikt i mellom seks veker og seks månadar varierer fra månad til månad. Det er betydelig færre hushaldskundar på leveringsplikt i april og mai samanlikna med i august og september.

Nettselskapa har varierande del av den totale kundemassen sin på leveringsplikt. Figur 1.8.12 viser prosentvis mengde hushaldskundar per nettselskap som har fått straum via leveringsplikt i over seks månadar dei tre første kvartala i 2011. I tredje kvartal hadde gjennomsnittleg 1,37 prosent av kundane til dei undersøkte nettselskapa fått straum via leveringsplikt i over seks månadar. Som ein kan sjå, er det fem nettselskap som ligg betydeleg over gjennomsnittet.

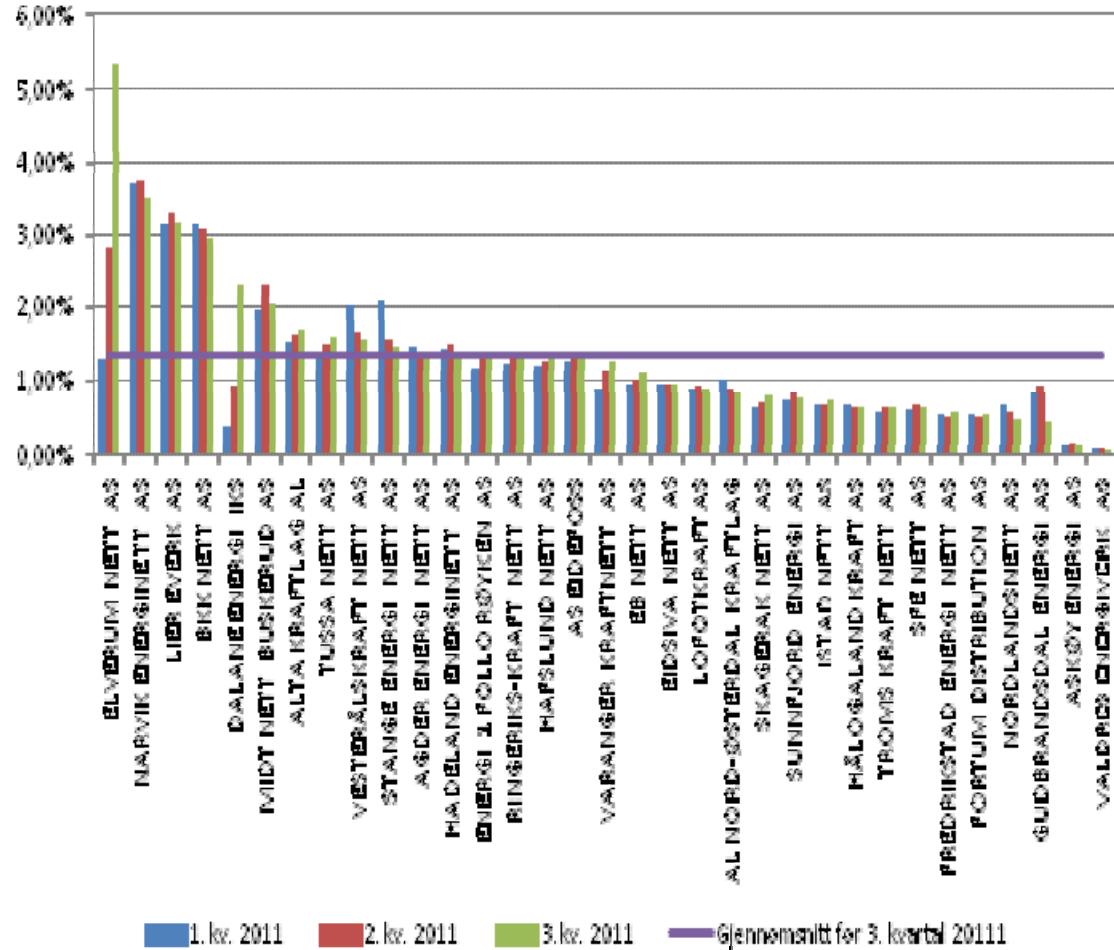
3,2 prosent av alle næringslivskundar i dei 34 nettområda fekk i september 2011 straum via leveringsplikt. Det vil seie til saman 26 GWh straum vart levert til 7349 næringslivskundar i desse 34 utvalde nettområda. Figur 1.8.13 viser tala på kundar frå næringsmarknaden med straum frå leveringsplikt. Talet på kundar på leveringsplikt i over seks månadar er jamnare enn i hushaldsmarknaden.

Figur 1.8.11 Hushaldskundar sortert etter kor lenge dei har vore på leveringsplikt i 34 nettområdar i Noreg . Kjelde: NVE.

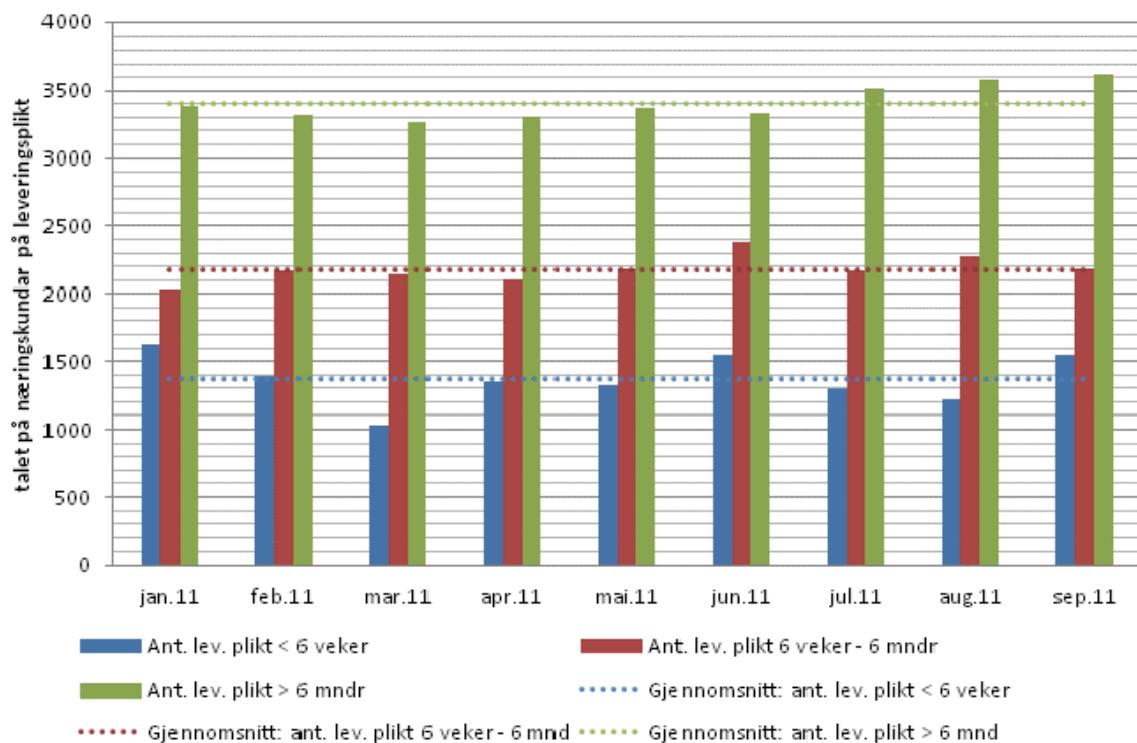
¹ Utvalet er per i dag 34 nettselskap med meir enn 10 000 sluttbrukarar. Utvalet treng ikkje vere statistisk representativt. Dei 34 nettområda omfatta i tredje kvartal 2011 omlag 78 % av hushaldsmarknaden.



Figur 1.8.12 Fordeling av hushaldskundar på leveringsplikt over seks månadar for 34 nettområde i Noreg . Kjelde: NVE.



Figur 1.8.13 Næringslivskundar sortert etter kor lenge dei har vore på leveringsplikt i 34 nettområdar i Noreg . Kjelde: NVE



Kontraktval

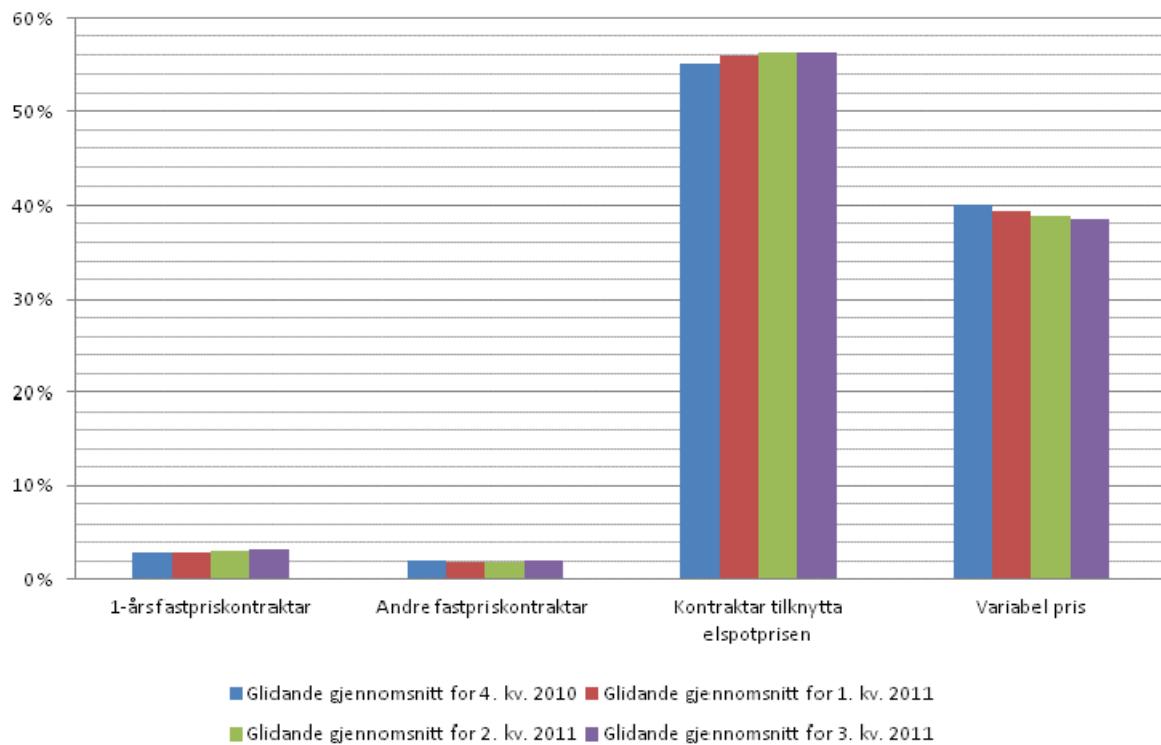
Oversikta over kva slags kontrakttypar hushalda vel er henta frå ei utvalsundersøking gjennomført av Statistisk sentralbyrå (SSB), og er basert på informasjon frå 50 av kraftleverandørane i sluttbrukarmarknaden. Det er ikkje korrigert for manglande innrapportering, og det er difor grunn til å vere varsam med å leggje 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 eittårs gjennomsnitt over utviklinga i kontraktsval.

Kraftkontraktar for hushaldskundar

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

Over dei fire siste kvartala (fjerde kvartal 2010 til tredje kvartal 2011) vart derimot berre 37,9 prosent av kraftvolumet for hushaldskundar omsett på variabel kontrakt. Tala frå SSB viser òg at 56 prosent av kraftvolumet til hushaldskundane vert omsett på ein kontrakt som er knytt til elspotprisen, medan berre 6,1 prosent av volumet vert omsett på fastpriskontraktar. Dette er presentert i figur 1.8.14, der ein også får stadfesta at dei fleste hushaldskundar held fram å velje spotpriskontrakt framfor variabel kontrakt eller fastpriskontrakt.

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

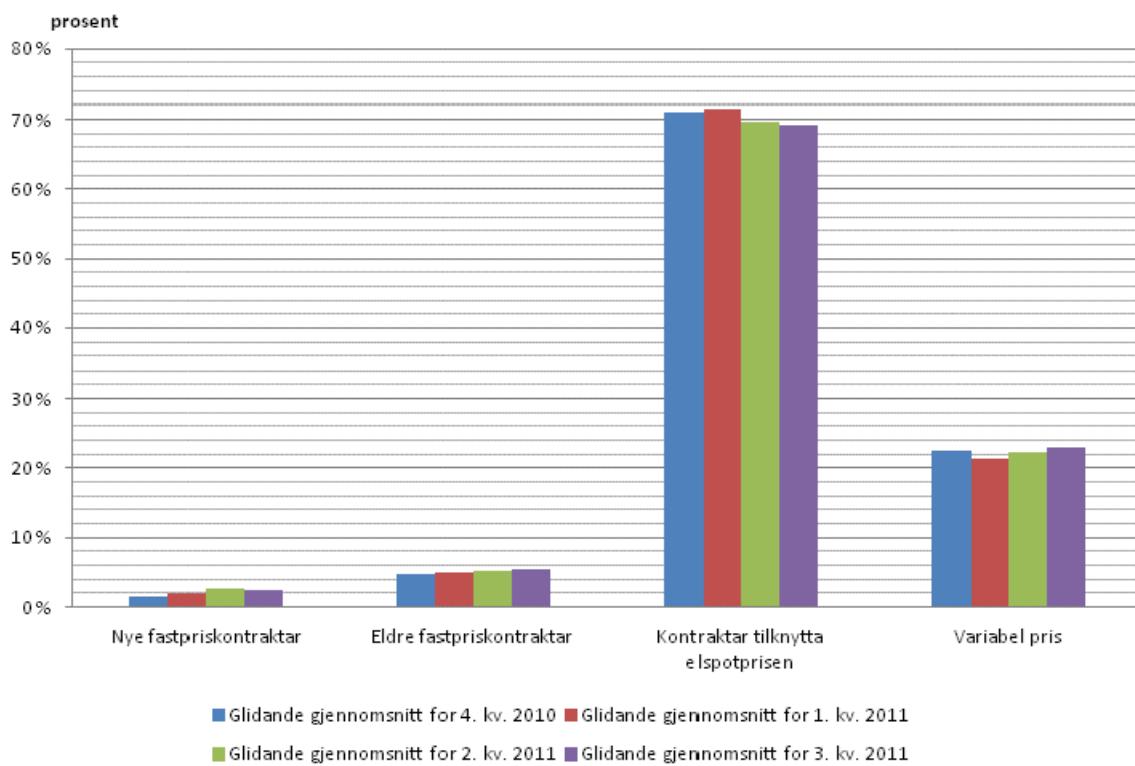


Kraftkontraktar for næringskundar

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 69,1 prosent av kraftvolumet over det siste året blitt omsett på kontraktar knytt til elspotprisen. 23,5 prosent av volumet vart omsett på variable kontraktar, og 7,4 prosent på fastpriskontraktar. Samanlikna med tala frå andre kvartal 2011, ser ein eit nedgang omsett volum på spotpriskontraktar, medan det har vore ein auke i omsett volum på kontraktar med variabel pris og på fastpriskontraktar.

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 for 3. kvartal viser ein snittet av perioden fjerde kvartal 2010 til og med tredje kvartal 2011.

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



Hushalda sine samla utgifter til elektrisk kraft

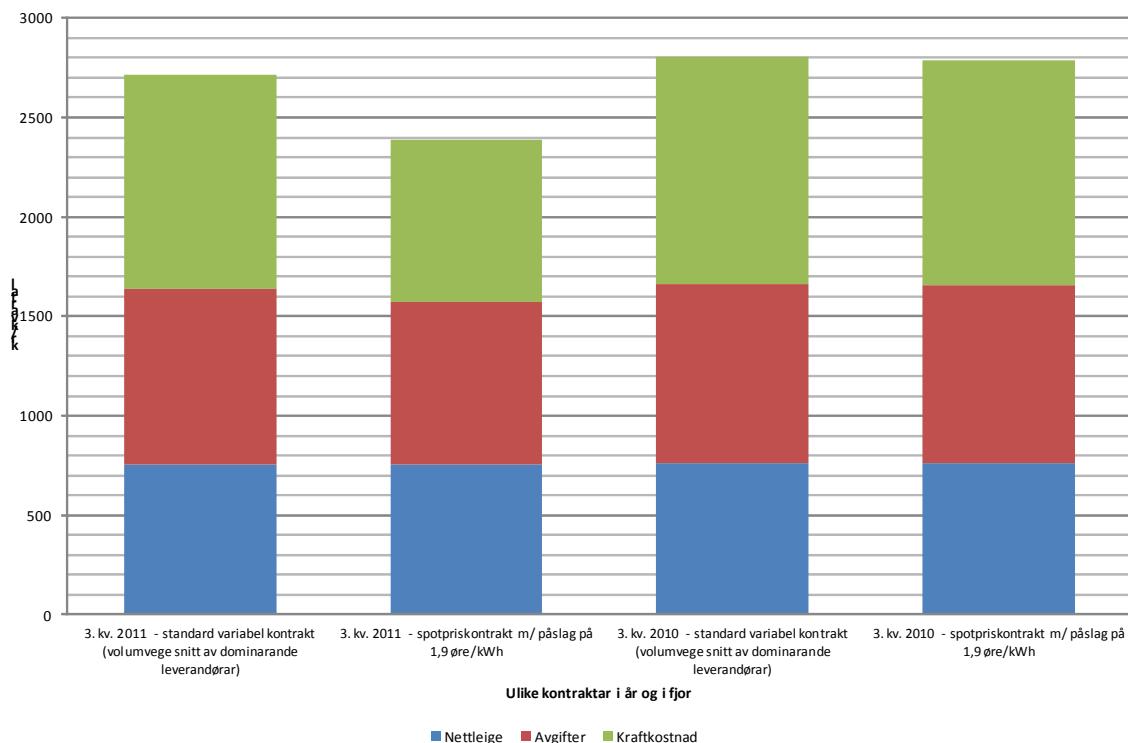
Om ein legg til grunn eit forbruk på 20.000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg justert innmatingsprofil frå 2009, og ei nettleige tilsvarande landsgjennomsnittet (26,8 øre/kWh ekskl. mva. i 2011), kan ein for eit hushald med standard variabel kontrakt rekne ut ein straumkostnad i tredje kvartal 2011 på til saman 2717 kroner. Fordelinga av den totale kostnaden for ein hushaldskunde kan delast opp i følgjande kostnadsledd: 753 kroner i nettleige, 886 kroner i avgifter og 1078 kroner i kraftkostnad. Den prosentvise fordelinga på dei ulike kostnadsledda vert 40 prosent til kraft, 28 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 753 kroner i nettleige, 810 kroner i avgifter og 771 kroner i kraftkostnad. Alle kostnadsledda for kvartalet under eitt vert då 2334 kroner, som er 384 kroner lågare enn ved val av standard variabel kontrakt.

Om ein samanliknar tredje kvartal 2011 med tilsvarande 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 nettleige auka marginalt. Dette er vist i figur 1.8.16.

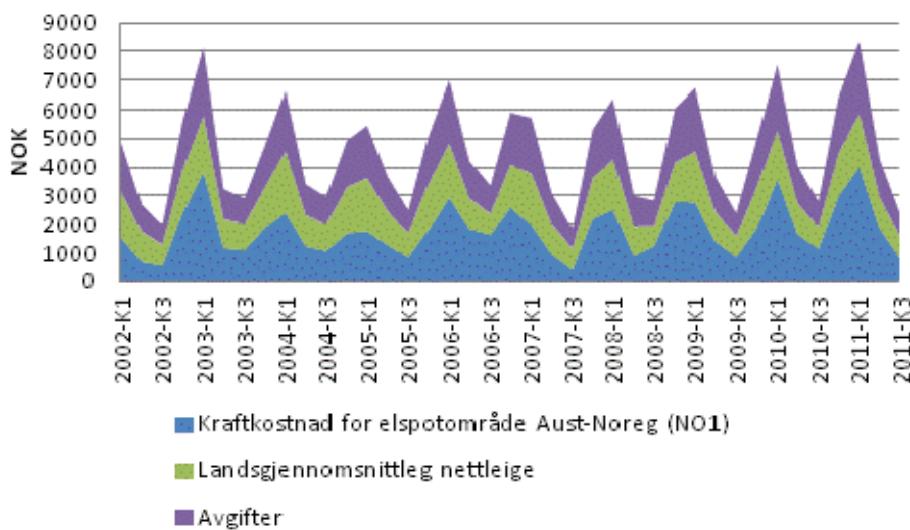
¹ Oversikta over kva slags kontrakttypar næringskundar vel er henta frå ei utvalsundersøking gjennomført av Statistisk sentralbyrå (SSB), og er basert på informasjon frå 50 av kraftleverandørane i sluttbrukarmarknaden. Det glidande snittet for omsett volum tar for seg snittet av de fire siste kvartala. Det vil seie at for tredje kvartal viser ein snittet av perioden fjerde kvartal 2010 til og med tredje kvartal 2011.

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



Figur 1.8.17 viser prisutviklinga i øre/kWh av totale kostnader fordelt på kraft, nettleige og avgifter for ein kunde med standard variabel kontrakt. Alle prisane er inflasjonsjusterte og sette i oktober 2011-prisar. Tidsperioden strekk seg fra 1. kvartal 2002 til og med 3. kvartal 2011.

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



2 Vannmagasindisponering vintrene 2009/2010 og 2010/2011

Av: Sigbjørn Nome og Erik Hiller Holom

Denne artikkelen handler om vannkraftprodusenters disponering av regulerbare vannmagasin. For kraftverk med slike magasin er det utfordrende å maksimere nåverdiens av energiproduksjonen, da fremtidsbetingelsene er usikre. Vi tar utgangspunkt i situasjonen de to siste vintrene. Nivået på vannmagasinene i Norge var sent på vinteren 2010/2011 svært lavt, og Statnett karakteriserte situasjonen som anstrengt. Våre analyser viser at selv i en situasjon med fortsatt ekstrem kulde og lavt tilsig utover våren var det tilstrekkelig vann i magasinene og importkapasitet til å dekke det innenlandske forbruket. Flaskehalsen internt i elspotområdene kunne riktig nok vanskelig gjort situasjonen. Vi viser at det finnes store forskjeller internt i de fem norske elspotområdene det opereres med i dag. Offentliggjøring av magasindata på et mer detaljert nivå og muligheter for ytterligere prisdifferensiering kan i så måte effektivisere energiproduksjonen.

2.1 Introduksjon

Gjennom vinteren 2010/2011 var nivået på vannmagasinene lavere enn noen gang tidligere. Bakgrunnen for det lave magasinnivået var en kald og tørr vinter 2009/2010, kombinert med lav svensk kjernekraftproduksjon. Det var større vedlikeholdsarbeid og utsettelser som førte til at den svenske kjernekraftproduksjonen var lavere enn normalt. Lave snømagasiner vinteren 2009/2010 gjorde at de norske vannmagasinene ikke ble fylt opp i løpet av den påfølgende sommeren og høsten, selv om det kom noe mer nedbør enn normalt. Rekordkulde i november og desember 2010 førte til økt nedtapping av magasinene, og vi gikk inn i 2011 med lavere magasinnivå enn det som noen gang har vært registrert ved et årsskifte. I tillegg var nivået på snømagasinene det laveste målt i perioden fra 1970 til 2009.

Etter årsskiftet 2010/2011 fikk vi et væromslag til varmere og våtere vær. Likevel var tilsiget de 11 første ukene rundt 3 TWh lavere enn normalt. Årsaken til det var at det kalde og tørre været i november og desember 2010 resulterte i et lavt mark- og grunnvannsnivå. I mars karakteriserte Statnett kraftsituasjonen i Sør-Norge som stram, og i Midt- og Nord-Norge som anstrengt. Varmt vær og store mengder nedbør gav imidlertid høyere tilsig enn normalt fra og med uke 12. Det førte til at magasinnivået begynte å stige allerede i uke 14. Selv om fyllingsgraden gjennom hele vinteren lå under minimumsverdien for uka, kom vi aldri under rekorden for tidligere registrert minimumsfylling fra uke 16 i 1994.

Gjennom vinteren fulgte NVE nøyne med på hvordan magasinnivåene utviklet seg. Ved å kombinere fyllingsgrader, data om magasinenes eiere, ulike konsesjonspålagte krav (f. eks minstevannsføring) og gruppere magasinene etter geografiske områder kunne det foretas detaljerte analyser for å studere utviklingen. Dette ble gjort for å øke forståelsen av hvordan nedtappingen skjer, samt følge med på hvilke områder som var mest sårbar. Gjennom våren fortsatte NVE dette arbeidet, og det ble utarbeidet et dataverktøy som gir mulighet til å sammenligne magasindisponeringen med historisk disponering og andre sammenlignbare magasiner.

Vi ønsker her å vise hvordan dette verktøyet brukes til å analysere nedtappingen av vannmagasinene vinteren 2010/2011. Hovedkonklusjonen er at magasinene ble hardt nedtappet, men det er ingenting som tyder på at bakgrunnen for nedtappingen skyldes feilbeslutninger eller misbruk av markedsmakt. Aktørene har handlet i henhold til et markedssystem og basert seg på de forventningene om fremtiden som til enhver tid har vært gjeldende.

Denne artikkelen er lagt opp som følger: I kapittel 2.2 ser vi på det teoretiske grunnlaget for magasindisponering. I kapittel 2.3 vil vi vise noen eksempler på hvordan magasindisponeringen kan analyseres. Fokuset vil ligge på magasindisponeringen fra 2009 og fram til uke 20 i 2011. Basert på beregninger NVE gjorde vinteren 2010/2011 tar vi for oss et scenario der vinterens anstrengte kraftsituasjon vedvarer utover våren 2011 med høyt forbruk og svært lavt tilsig. Vi undersøker om produksjons- og overføringskapasiteten var tilstrekkelig for å dekke forbruket gitt en sen snøsmelting. Til sist konkluderer vi, og omtaler konsekvensene av analysen.

2.2 Teori

Magasindisponeringen i et vannmagasin kan sammenlignes med håndteringen av et varelager, der energimengden i vannet i magasinene representerer lageret. Magasinkapasiteten og den nåværende fyllingen er kjent for produsenten, mens endringen i varebeholdningen (tilsig og produksjon) er ukjent. Det samme er de fremtidige kraftprisene. Magasinet gir produsentene fleksibilitet gjennom at de kan utnytte volatile kraftpriser til å produsere når prisen er høy, og lagre vannet når prisen er lav (Fleten, Keppo, Lumb, & Weiss, 2008).

I praksis gjøres dette ved at produsentene legger inn en budkurve til Nord Pool med prisen de krever for energiproduksjon fra magasinet. I budkurven må produsentene ta hensyn til alternativverdien av vannet. Denne alternativverdien kalles vannverdien (Førsund, Mo, Singh, & Wolfgang, 2005). Tankegangen er enkel: Produsenten ønsker å produsere når prisen for den marginale enheten energi er høyere enn verdien av å lagre vannet.

Tradisjonell finansiell teori tilsier at produksjonsbeslutningen er uavhengig av eiernes preferanser med tanke på risiko og tidshorisont. Dette kalles separasjonsteoremet og innebærer at produksjonsoptimal strategi som maksimerer nåverdien av produksjonen alltid skal velges. Det kan vises at så lenge forutsetningene for separasjonsteoremet er opprettholdt, så vil nåverdien av produksjonen maksimeres ved at forwardprisene brukes som de rette verdiene av å lagre vannet, og ikke forventede spotpriser (Fleten, 2000). Risikoen kan deretter styres, separatert fra produksjonsoptimaliseringen, gjennom kjøp og salg i det finansielle markedet. Separasjonsteoremet forutsetter et perfekt finansielt marked uten transaksjonskostnader, samt at alle aktører er pristakere (alle tar prisen for gitt og tilpasser seg til den). Kravene som stilles til separasjonsteoremet er derfor ikke oppfylt i praksis. Likevel kan det argumenteres for at nyttet av å separere produksjons- og risikobeslutningene sannsynligvis vil være større enn å integrere produksjons- og handelsbeslutninger (Fleten, Wallace, & Tomasgard, 2001). Produksjonsatsferden til produsenter som er pristakere kan derfor forventes å være tilnærmet risikonøytral.

Gitt at betingelsen bak separasjonsteoremet holder kan vannverdien til et vassdrag med ett magasin og uten øvrige restriksjoner forenkles til:

$$\frac{(Terminpris + CfD) * (1 - marginal sannsynlighet for flømtap)}{(1+r)^T} \quad (1)$$

En *CfD*, eller *contract for difference*, er en forwardpris på forskjellen mellom systempris og områdepris, r er risikofri rente og T er tid (i år) til levering.

Det finnes terminpriser for både de nærmeste dagene, ukene, månedene, kvartalene og årene. Hvilken terminpris som bør benyttes er avhengig av den installerte effekten i kraftverkene tilknyttet magasinet,

fyllingsgraden i magasinet og forventet tilsig til magasinet. Ideelt sett burde produsentene velge terminprisene i det elspotområdet kraftverket ligger, ettersom det er denne pris kraftverket selger til i spotmarkedet. Dette kan gjøres ved å summere terminkontrakten for den nordiske systemprisen med prisen på CfD-kontrakten for det aktuelle området. CfD-kontrakten reflekterer gjennomsnittlig prisdifferanse mellom områdeprisen og systemprisen. Det handles ikke CfD-kontrakter i alle de norske områdene, og i de områdene det handles er det ofte lav likviditet. Produsentenes egne forventninger eller pris på bilaterale kontrakter kan da fungere som erstatninger.

Sannsynligheten for flomtap er avhengig av magasinfyllingen til magasinet og lagringskapasiteten.

For å få verdien ved nåtidspunktet diskonteres beløpet over brøkstrekken i (1) med den risikofrie renten. Videre i artikkelen ser vi bort fra renten.

Gjenværende tid for å tømme magasinet avhenger av effektkapasiteten i tilknyttede kraftverk og hvor mye vann som er i magasinet til enhver tid. For et magasin som tar lang tid å tømme vil årskontraktene være de mest relevante for vannverdien. Grunnen er at alternativet til å produsere nå vil være å produsere energimengden et senere år. En terminkurve som viser stigende priser de neste årene vil medvirke til at disse magasinene sparer på vannet. For magasiner som tar kortere tid å tømme vil måneds- og kvartalskontraktene være et bedre utgangspunkt. Slike magasin kan kvitte seg raskere med vannet, og dermed vil det være naturlig å sammenligne spotprisen med det kvartalet eller den måneden hvor man alternativt kan kvitte seg med vannet.

Magasiner som bruker tilstrekkelig kort tid på å tømme magasinene kan velge å kun produsere i høylasttimer. For produsenter med slike magasin vil det være naturlig å vurdere produksjonen opp mot *peak load*-kontrakter. En *peak load*-kontrakt dekker kun timene mellom klokken 8.00 og 20.00 fra mandag til fredag, og har derfor høyere verdi enn tilsvarende *base load*-kontrakt som dekker hele uka. Disse kontraktene har imidlertid lav likviditet hos Nasdaq OMX, noe som gjør det vanskeligere å planlegge produksjonen ut ifra disse prisene.

Ettersom produsenten i dag ikke vet fremtidige priser og tilsig er det vanskelig å vite med sikkerhet hvilken terminkontrakt som best representerer vannverdien til magasinet. Et vektet snitt som inkluderer sannsynligheten for at hver terminkontrakt er ”alternativverdien” til magasinet kan brukes som en approksimasjon på vannverdien.

Generelt vil magasiner som tømmes raskt føre til at alternativet er å produsere i de periodene hvor prisene er høye, og dermed isolert sett føre til at produsentene krever en høyere verdi for vannet i magasinet.

Vi definerer videre lagringskapasiteten i et magasin som forholdet mellom magasinkapasiteten og det samlede tilsiget til magasinet i et normalår. En høy lagringskapasitet vil da si at det tar lang tid å fylle opp magasinet. Det reduserer også sannsynligheten for spill av vann, og fører til at produsenten kan kreve en pris for vannet i magasinet som er nærmere opp mot den aktuelle terminprisen. Er magasinfyllingen lav og lagringskapasiteten så høy at sannsynligheten for at magasinet skal renne over er lik 0, vil produsenten kreve en pris lik terminprisen ved det forventede alternativtidspunktet til den marginale vannmengden. Lavere magasinfylling gir høyere vannverdi både fordi det reduserer sannsynligheten for spill av vann, og fordi det tar kortere tid å tømme det resterende vannet i magasinet.

Magasiner som har god lagringskapasitet og samtidig bruker kort tid på å tømme vannet i magasinet har høy vannverdi. Storglomvatn i elspotområde NO4 (Nord-Norge) er et eksempel på et magasin med

høy lagringskapasitet, men det tar også lang tid å tømme magasinet (ca. 13.000 timer når magasinet er fullt). Kraftverket tilknyttet Stoglomvatn, Svartisen (350 MW), skal etter planen ha et nytt aggregat (250 MW) i drift fra mars 2012. Således vil det ta kortere tid å tømme magasinet, og dermed øker verdien av det vannet som ligger lagret i magasinet.

Også andre faktorer spiller inn på produksjonsplanleggingen. Det er lagt en rekke restriksjoner på reguleringen av kraftverkene. Dette kan for eksempel være minstevannsføring, minste forbitapping eller maksimalt magasinnivå ved enkelte tidspunkter. Alle de overnevnte restriksjonene kan resultere i høyere produksjon enn de en restriksjonsfri vanndisponering ville tilsy. Maksimal vannføring eller krav til minste magasinnivå er restriksjoner som derimot kan redusere produksjonen. I tillegg til dette kan oppstartskostnader ha påvirkning på hvor lange perioder mellom produksjonsstopp og -start en produsent vil legg til rette for. Virkningsgraden til et kraftverk kan dessuten variere med mengden energi som produseres.

Å optimere produksjonen slik at den forventede inntekten maksimeres er et komplekst matematisk og statistisk problem, spesielt med tanke på usikkerheten i tilsig og fremtidige priser. Særlig komplisert blir beregningene i store vassdrag med mange sammenhengende magasiner. Normalt benyttes avanserte optimeringsverktøy for å finne optimal produksjon.

2.3 NVEs oppfølging av vanndisponeringen

NVE etablerte i løpet av vinteren 2010/2011 et dataverktøy som følger magasindisponeringen på et detaljert nivå. Detaljnivået bestemmes av brukeren ved å velge blant ulike karakteristika, som eiere, høyde over havet, magasinkapasitet i forhold til tilsig og ulike områdenivå eller vassdrag. Verktøyet gjør det mulig å analysere disponeringen opp mot historisk disponering, og mot magasiner med tilsvarende karakteristikker. Dersom vi finner en magasindisponering som skiller seg ut, enten historisk eller fra sammenlignbare magasiner, kan disse kontrolleres nærmere. Ved en slik analyse kan vi se på produksjonsdata, tilsig, utviklingen i spot- og terminmarkedet, og om det var spesielle hendelser knyttet til magasinene eller kraftverkene i utvalget i den valgte perioden.

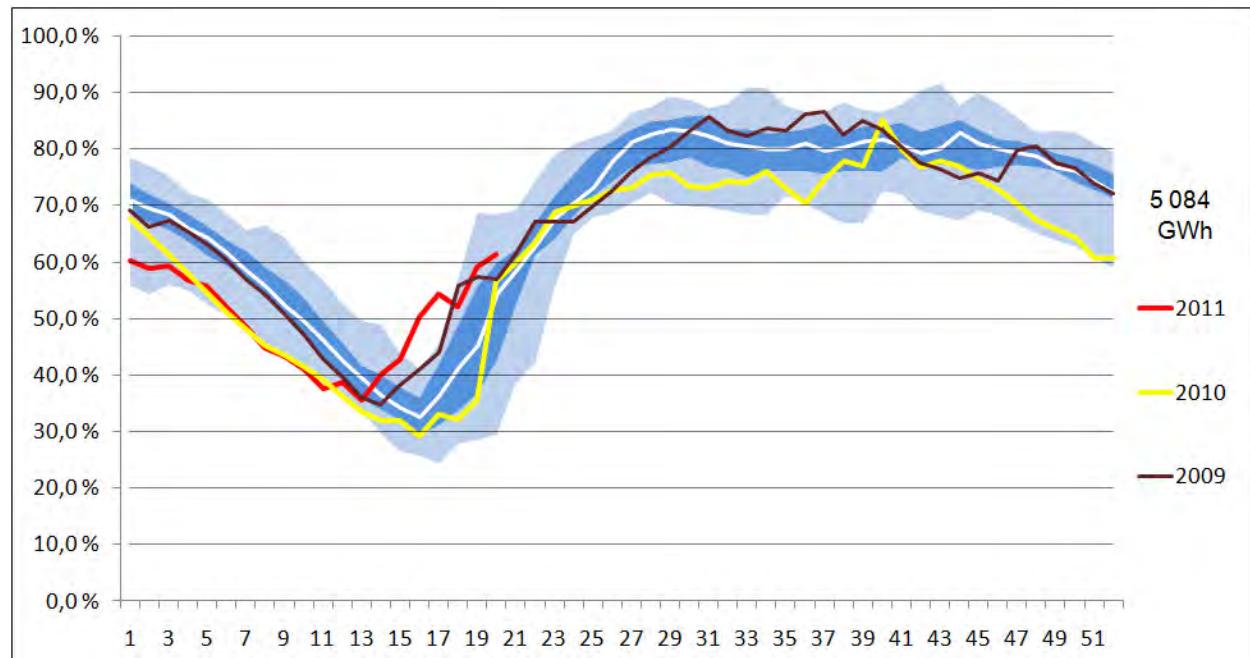
Vi skal se nærmere på noen eksempler. Vi vil fokusere på magasindisponering som skiller seg ut historisk og/eller fra sammenlignbare magasiner. Hovedpoenget er å få fram hvordan NVE jobber med analyse av magasindisponeringen, samt gi bedre innblikk i hvilke vurderinger som ligger til grunn for ulike former for disponering.

Magasinene kan deles inn i ulike kategorier. Vi har her delt opp magasinene i tre grupper; flerårs, sesong- og dagsmagasin. Flerårsmagasin er definert som magasin som har større magasinkapasitet enn det samlede tilsiget til magasinet i et normalår, eller med andre ord lagringskapasitet større enn 1. Dagsmagasin er definert som magasin som har lav lagringskapasitet i forhold til tilsiget. Den lave reguleringsevnen gjør at disse magasinene har liten mulighet for å lagre vann om sommeren for å benytte det om vinteren. De magasinene som ikke kommer med under dagsmagasin eller flerårsmagasin er definert som sesongmagasin. Magasinkapasiteten på disse magasinene er ikke like høy som det årlige tilsiget (lagringskapasitet mindre enn 1), men likevel høy nok til at det kan spares vann om sommeren og våren, slik at det kan benyttes om vinteren.

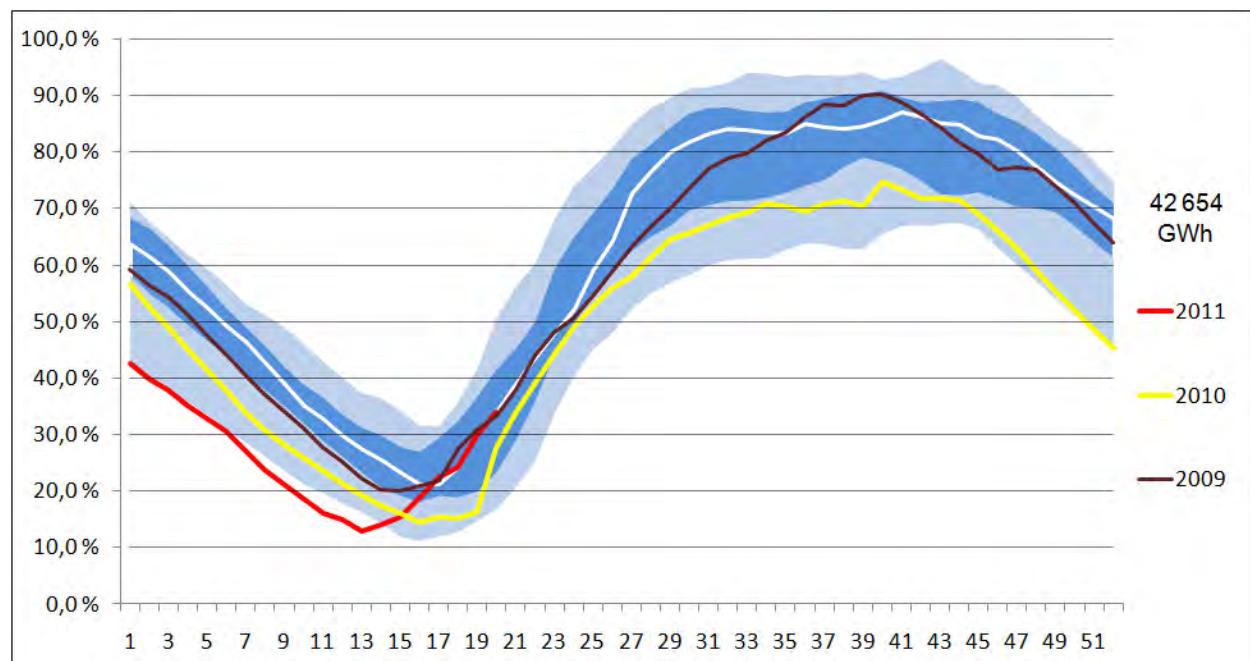
Dagsmagasinene utgjør om lag 6 prosent av den installerte magasinkapasiteten i Norge. I figur 2.2.1 ser vi for hver enkelt uke mediankurven for disse magasinene i hvitt, samt maksimalverdi og minimumsverdi for perioden 1995 til 2010 markert i lyseblått. Kvartilene, som omhyller 25 prosent av observasjonene både over og under medianen for perioden, defineres av det mørkeblå området. Magasinnivå inneværende år samt for 2009 og 2010 er også markert. Karakteristisk for dagsmagasin

er at fyllingsgraden er relativt stabil fra år til år. Det ser vi ved at spennet mellom minimums- og maksimumsobservasjonen er relativt lavt. Mellom øvre og nedre kvartil, der halvparten av observasjonene for perioden ligger, er avstanden sjeldent over 10 prosent. Grunnen kan være at den lave lagringskapasiteten gir lite spillerom for variasjon i produksjonen fra disse magasinene. Heller ikke mellom årstidene er det store variasjoner, selv om magasinene tappes ned mot slutten av vinteren. Dette for å frigjøre plass til snøsmeltingen.

Figur 2.2.1 Fyllingsgrad i dagsmagasiner i Norge i 2009, 2010 og fram til uke 20, samt median, quartiler og min- og maksverdi i perioden 1995 til 2010



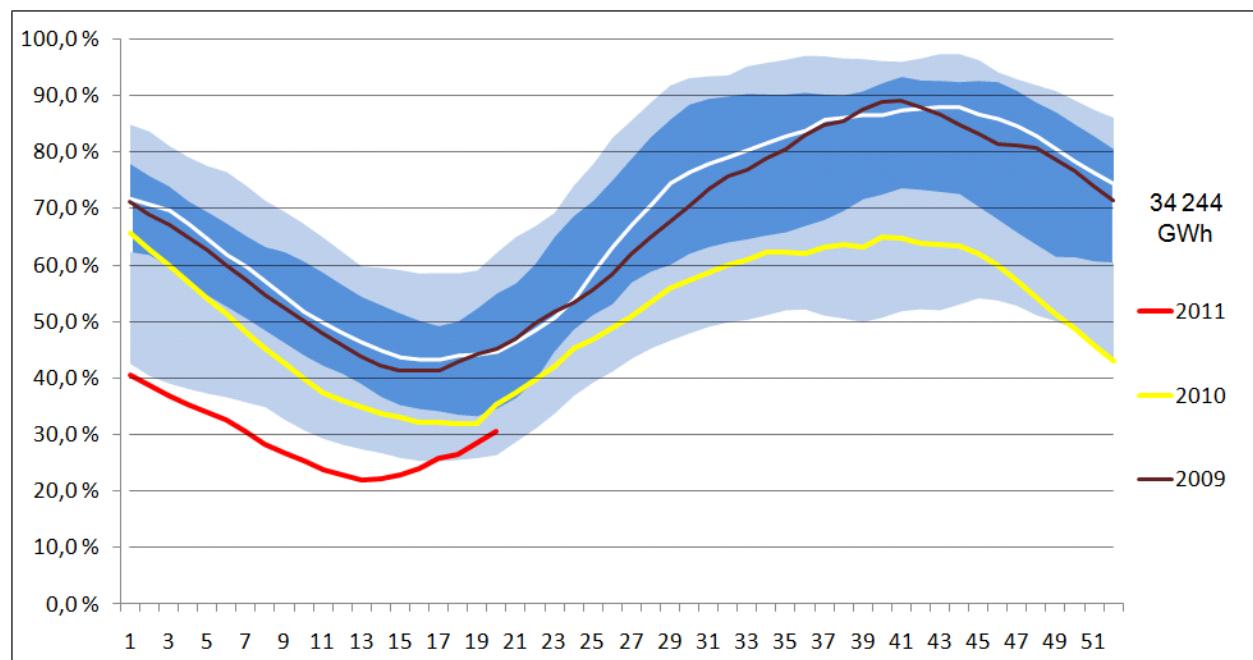
Figur 2.2.2 Fyllingsgrad i sesongmagasiner i Norge i 2009, 2010 og fram til uke 20 i 2011, samt median, quartiler og min- og maksverdi i perioden 1995 til 2010



Sesongmagasiner utgjør 52 prosent av magasinkapasiteten i Norge. Lagringskapasiteten gjør handlingsrommet til regulantene større, og forskjellen i fyllingsgrad fra uke til uke er større enn for dagsmagasinene. Samtidig er ikke lagringskapasiteten stor nok til å lagre fra år til år, slik at de største svingningene forekommer mellom de ulike årstidene. Regulantene sparer vannet om sommeren for å produsere om vinteren.

Flerårsmagasiner utgjør cirka 42 prosent av magasinkapasiteten i Norge. I figur 2.2.3 ser vi svært store forskjeller i magasinnivå fra år til år. Disse svingningene er minst like store som svingningene mellom årstidene. Dette viser hvordan regulantene av flerårsmagasin bygger opp magasinnivået i år med lav kraftteterspørsel, for å øke produksjonen i år med høyere etterspørsel og dertil priser. De to foregående vintrene ser vi for eksempel tydelig at magasinene ble tappet ned. Flerårsmagasinene har stor lagringskapasitet, og tar følgelig også lang tid å fylle opp. Det gjør flerårsmagasinene sårbare dersom en får flere kalde og tørre år etter hverandre.

Figur 2.2.3 Fyllingsgrad i flerårsmagasiner i Norge i 2009, 2010 og fram til uke 20 i 2011, samt median, kvartiler og min- og maksverdi i perioden 1995 til 2010

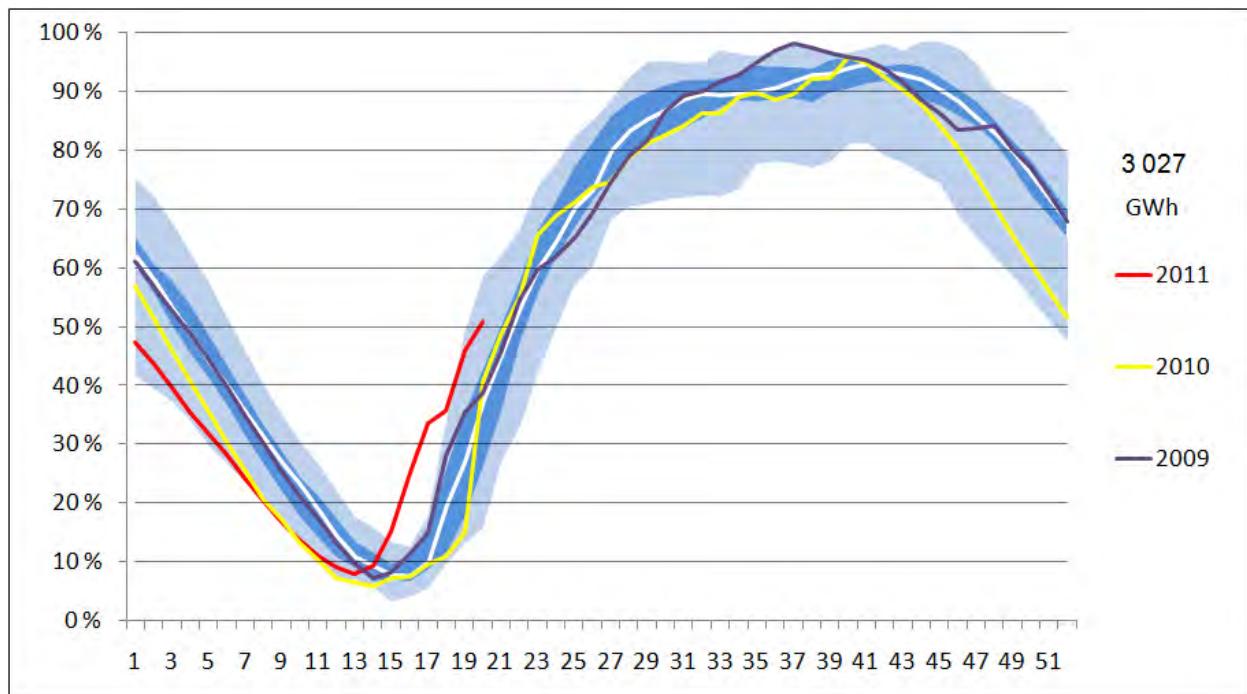


Det at magasiner og vassdrag har ulike egenskaper gir ulik magasinutvikling. Glomma og Lågen i elspotområde NO1 (Øst-Norge) er et eksempel på et vassdrag med relativt små reguleringsmuligheter. Figur 2.2.4 viser historiske data for dette vassdraget. Vi ser at i Glomma og Lågen ligger kvartilene for magasinfyllingen tett på medianen. Dette kommer av at Glomma og Lågen har en stor andel dagsmagasiner (anslagsvis 35,5 prosent av installert kapasitet) og sesongmagasiner (60,4 prosent). I tillegg kommer elvekraftverk som ikke inkluderes i magasinstatistikken. Andelen flerårsmagasin er kun 4 prosent. Mange kraftverk med liten reguleringsevne, samt krav til minstevannsføring og forbitapping, fører til små reguleringsmuligheter og en stor andel tvungen produksjon. Dette medvirket sommeren 2011 til høy eksport, da mulighetene til å spare vannet til vinteren var begrensede, samtidig som tilsliget til området var høyt.

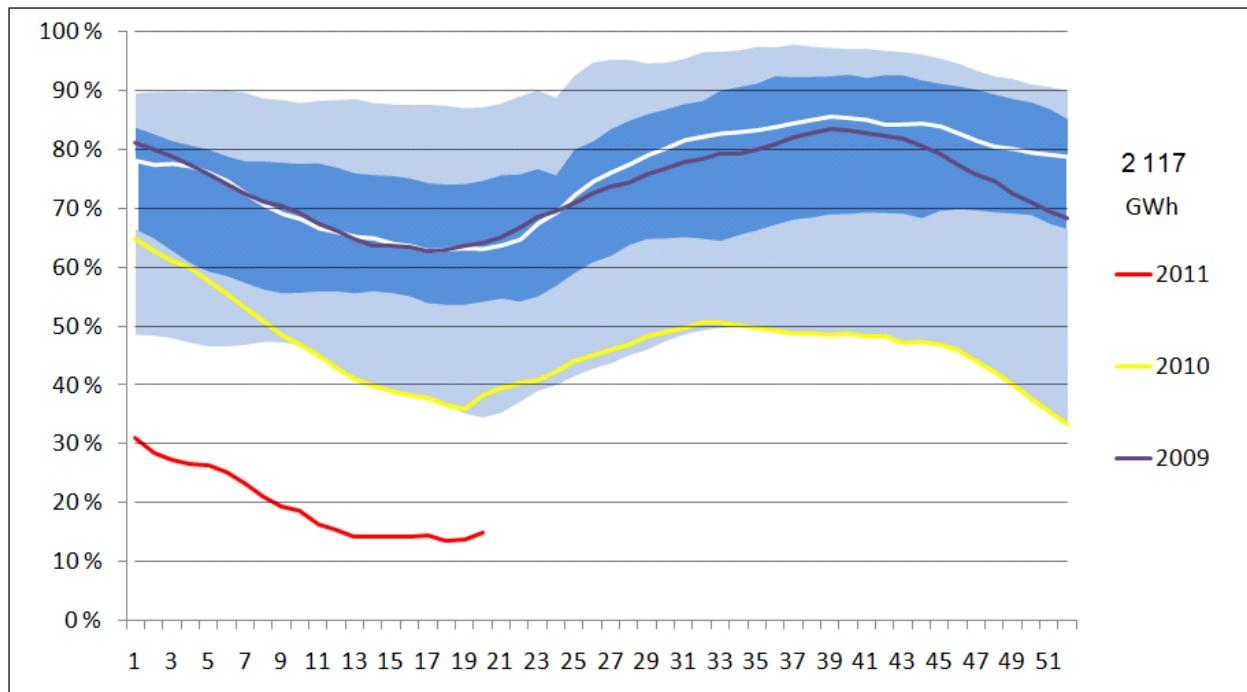
Som eksempel på et vassdrag med andre egenskaper har vi Kobbervik i NO4, som har en større andel magasiner med høy lagringskapasitet. Alle magasinene i dette vassdraget som er inkludert i magasinstatistikken, med unntak av Slædrovagjavri, er definert som flerårsmagasiner. Det gir stor mulighet til å variere produksjonen fra år til år. Kobbervik er, med kun ett kraftverk, også et enklere

oppbygd vassdrag enn Glomma og Lågen, noe som gjør produksjonsplanleggingen lettere da den er uavhengig av produksjonen i overliggende kraftverk.

Figur 2.2.4 Fyllingsgrad for magasiner i Glomma og Lågen i 2009, 2010 og fram til uke 20 i 2011, samt median, quartiler og min- og maksverdi i perioden 1995 til 2010. Magasinkapasitet oppgitt i GWh.



Figur 2.2.5 Fyllingsgrad for magasiner i Kobbelva i 2009, 2010 og fram til uke 20 i 2011, samt median, quartiler og min- og maksverdi i perioden 1995 til 2010. Magasinkapasitet oppgitt i GWh.

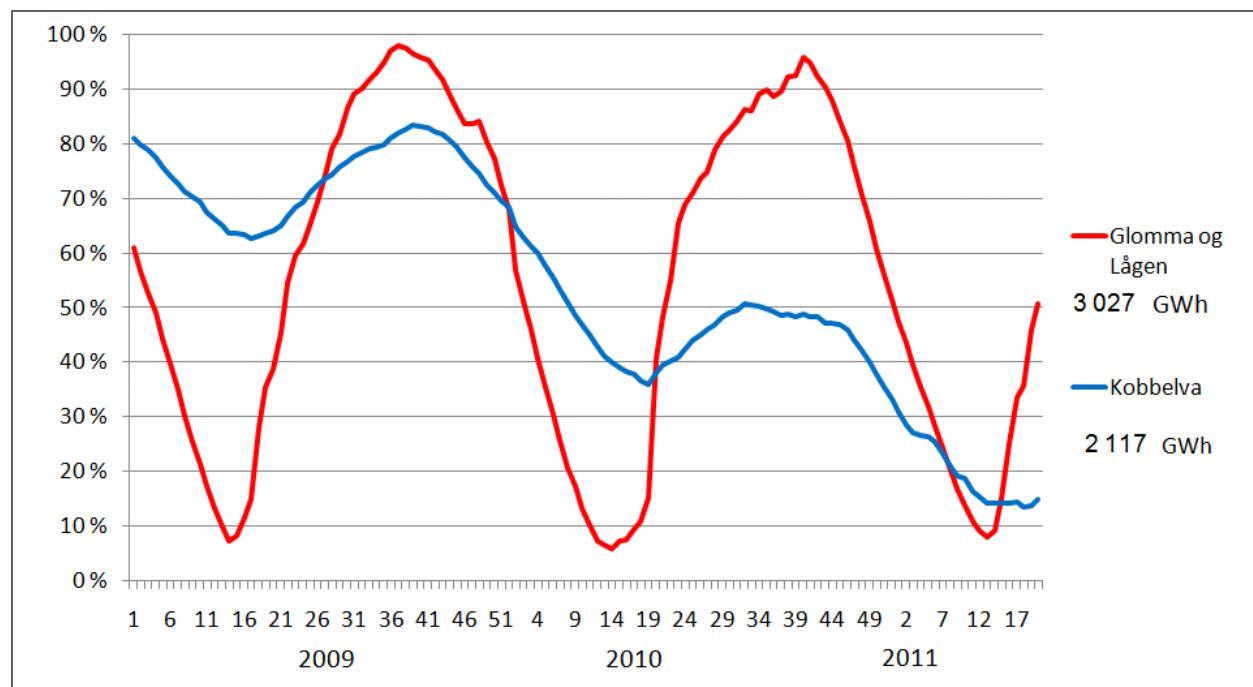


Figur 2.2.5 viser utviklingen i fyllingsgraden til vannmagasinene i Kobbelvvassdraget i årene 2009, 2010 og 2011, samt historiske verdier for perioden 1995-2010. Frem til høsten 2009 var

magasinfyllingen i Kobbelva omtrent på mediannivået. Gjennom 2010 og 2011 var tappingen svært høy. Det var mulig fordi regulantene hadde holdt magasinnivået på et høyt nivå i påvente av høy etterspørsel og høye priser. Sammenligner vi kurven med samme figur for Glomma og Lågen ser vi også at fyllingsgraden er betydelig mindre avhengig av sesong. Det er for eksempel et stort spenn mellom øvre og nedre kvartil. Magasinene i Glomma og Lågen tappes bortimot tomme for å frigjøre plass til tilsiget ved snøsmeltingen. I Kobbelva utgjør derimot tilsiget ved snøsmeltingen en liten andel av magasinkapasiteten, slik at selv ved en høy fyllingsgrad ved inngangen til snøsmeltingen er sannsynligheten for overløp lav. Høyere lagringskapasitet enn magasinene i Glomma og Lågen medvirker til lavere sannsynlighet for flomtap og høyere vannverdi i Kobbelva.

Figuren under viser tydelig hvordan den årlege utviklingen i Glomma og Lågen var relativt stabil fra 2009 til uke 20 i 2011. Magasinnivået i Kobbelva har på den andre siden en nedadgående trend fra 2009 til 2011.

Figur 2.2.6 Sammenlikning av fyllingsgraden i Glomma og Lågen og i Kobbelva.

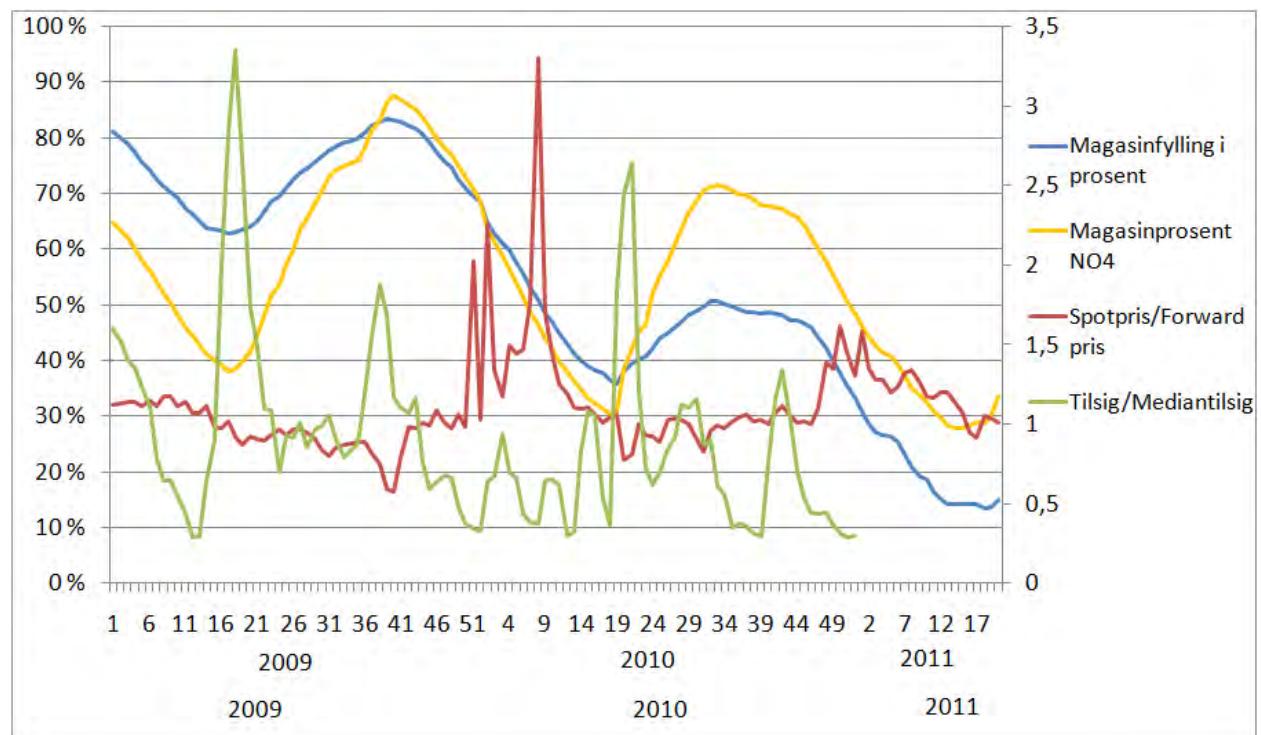


NVE registrerer ikke tilsiget til hvert enkelt magasin, men måler tilsiget ved 800 ulike punkter rundt i landet. 82 av disse målepunktene er brukt til å estimere tilsiget til magasinene i magasinstatistikken. Kombinert med verdier for hvert magasins normaltilsigs gir dette et godt estimat for det faktiske tilsiget.

Vi vil nå se nærmere på reguleringen av Kobbelvvassdraget i åra 2009 til 2011. I figur 2.2.7 er magasinnivået på primæraksen til venstre. Den blå kurva viser utviklingen i magasinfyllingen i Kobbelva, mens den gule kurva er magasinfyllingen i elspotområde NO4 (Nord-Norge). På sekundæraksen har vi også lagt inn to kurver. Den røde viser forholdet mellom spotpris og forwardpris, der snittet av nærmeste kvartalskontrakt og årskontrakt er brukt som forwardprisen. Om denne er høyere enn 1 gir dette et incentiv til å produsere, om forholdet derimot er under 1 har produsentene incentiv til å spare på vannet. Den grønne grafen viser forholdet mellom et estimert tilsig til magasinene i Kobbelva og det estimerte normaltilsiget. For å begrense ekstremutslagene har vi brukt et glidende gjennomsnitt.

Vi ser at i de tre første kvartalene i 2009 var tilsiget høyt og spotprisene omtrent på nivå med forwardprisene. I denne perioden hadde Kobbelsv høyere magasinnivå enn Nord-Norge (NO4) som helhet. Vinteren 2009-2010 steg spotprisene kraftig og kombinert med lavt tilsig til Kobbelsv ga dette en betydelig nedtapping av magasinene. Bunnivået den vinteren var 35,9 prosent, hele 26,9 prosentpoeng lavere enn bunnivået på 62,8 prosent vinteren før. De store flerårsmagasinene i Kobbelsv tar lang tid å fylle opp, og med lite tilsig til området gjennom sommeren 2010 kom magasinfyllingen i vassdraget ikke høyere enn 50,7 prosent. En ny kald vinter 2010/2011 med høye priser førte til at fyllingen nådde sitt bunnpunkt i 2011 uke 15 med et magasinnivå på kun 14,1 prosent. I motsetning til Glomma og Lågen viser utviklingen i Kobbelsv spor av to kalde vintre etter hverandre. Denne effekten ble forsterket av lite snø i området vinteren 2009/2010.

Figur 2.2.7 Fyllingsgrad i Kobbelsv-vassdraget og NO4, samt pris- og tilsigsnivå. Forholdet spotpris/forwardpris og forholdet tilsig/mediantilsig på sekundæraksen til høyre.

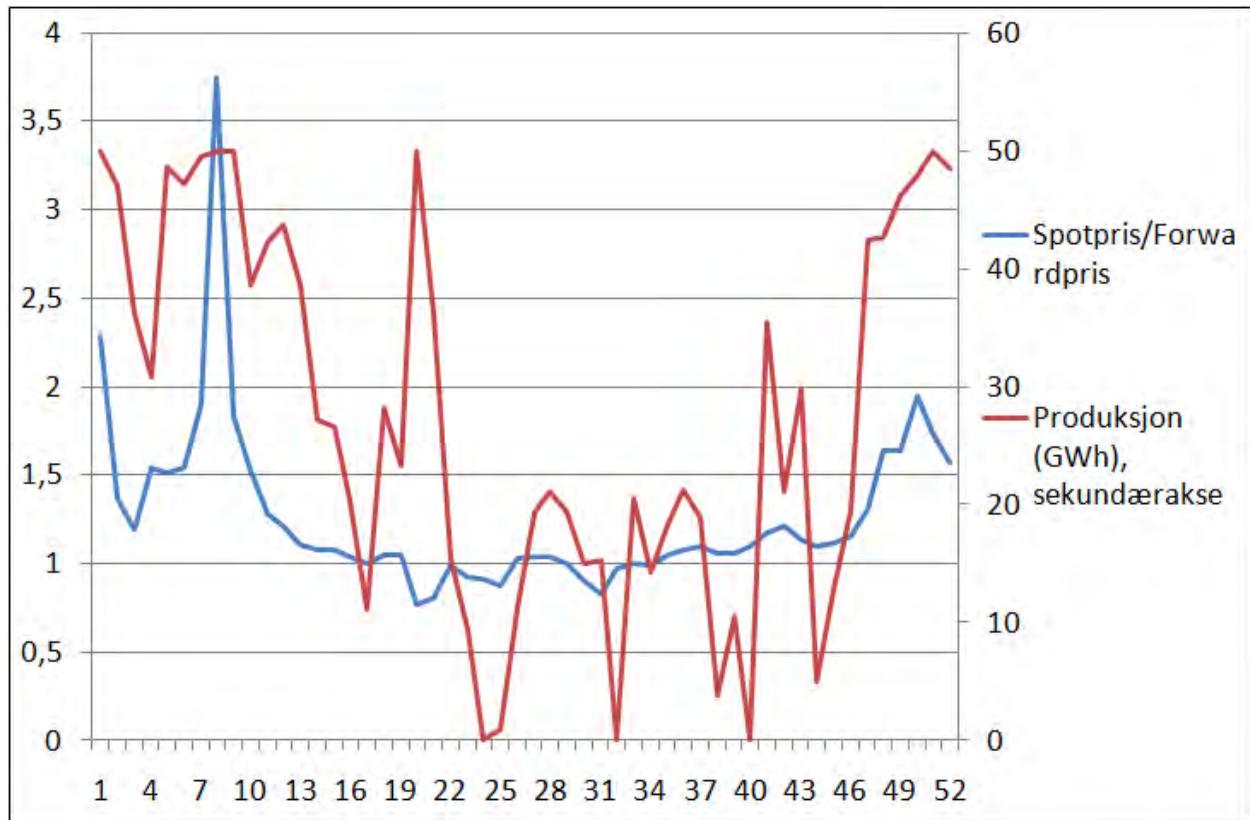


Vi vil nå knytte produksjonsbeslutningene i Kobbelsv i 2010 opp mot teorien om vannverdier i kapittel 2.2. Ettersom fyllingsgraden i Kobbelsv var lav gjennom hele 2010 antar vi at risikoen for flomtap i (1) kan settes lik null. Som tidligere nevnt antar vi for enkelhets skyld at også renten er lik null.

Magasinene som leverer vann til Kobbelsv kraftverk kan samlet tømmes på 7056 timer gitt et fullt magasinnivå. Det er noe under ett år (8760 timer). Dermed vil en kombinasjon av års- og kvartalskontrakter være relevant alternativverdi for regulanten (her Statkraft). Vi beregner en vektet forwardpris der første årskontrakt teller 40 prosent, andre årskontrakt 30 prosent og første kvartalskontrakt 30 prosent. Figur 2.2.8 viser ukentlige verdier fra 2010 for forholdet mellom ukentlig spotpris i Nord-Norge (NO4) og beregnet forwardpris på primæraksen, og produksjonen (GWh) ved Kobbelsv kraftverk på sekundæraksen. Merk at produksjonstallene som benyttes her ikke er nøyaktige, da disse er funnet som summen av endringen i magasinnivå og det estimerte tilsiget til kraftverket og de tilsluttede magasinene. Vi ser her at produksjonen rettes inn mot perioder der spotprisen er høyere enn forwardprisen. Særlig på sommeren og høsten er det tydelig at regulanten velger å stenge

produksjonen og spare på vannet når spotprisen er lav. Produksjonen holdes høy gjennom vinteren, da spotprisene øker og verdien av å spare vannet blir lavere.

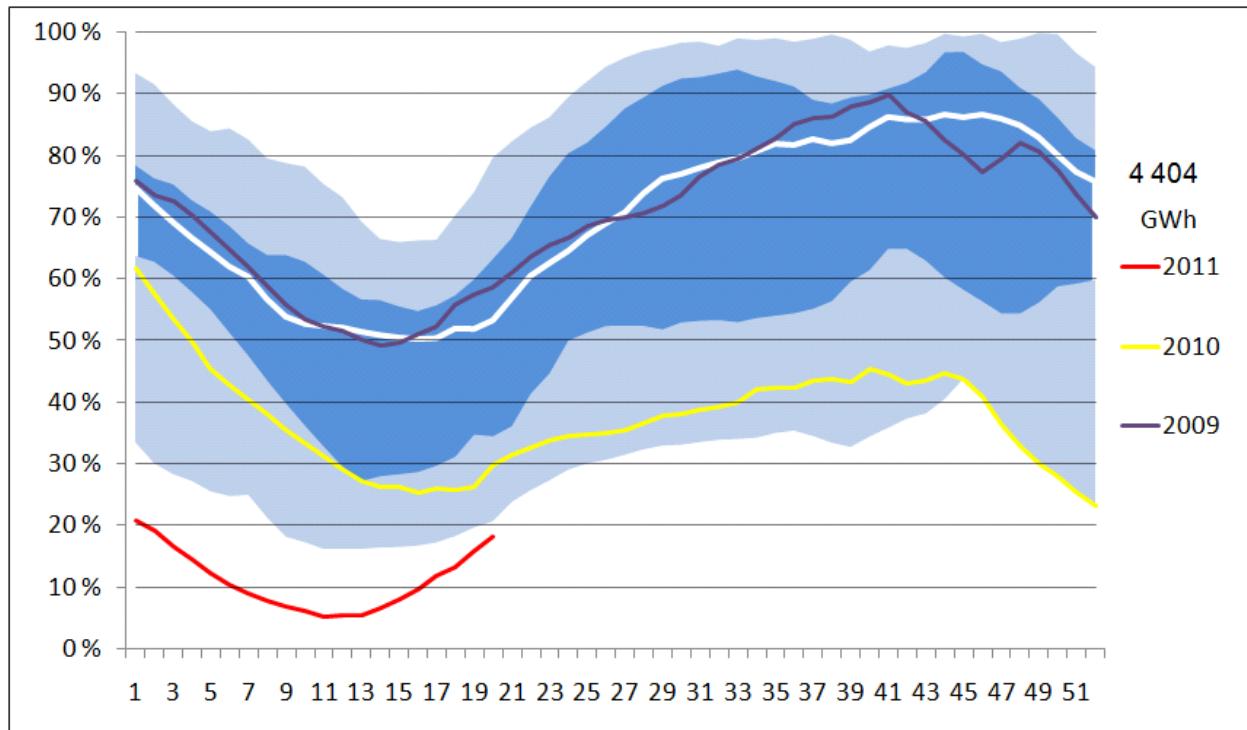
Figur 2.2.8 Ukentlig spotpris delt på vektet forwardpris, og produksjon i Kobbelva, i 2010.



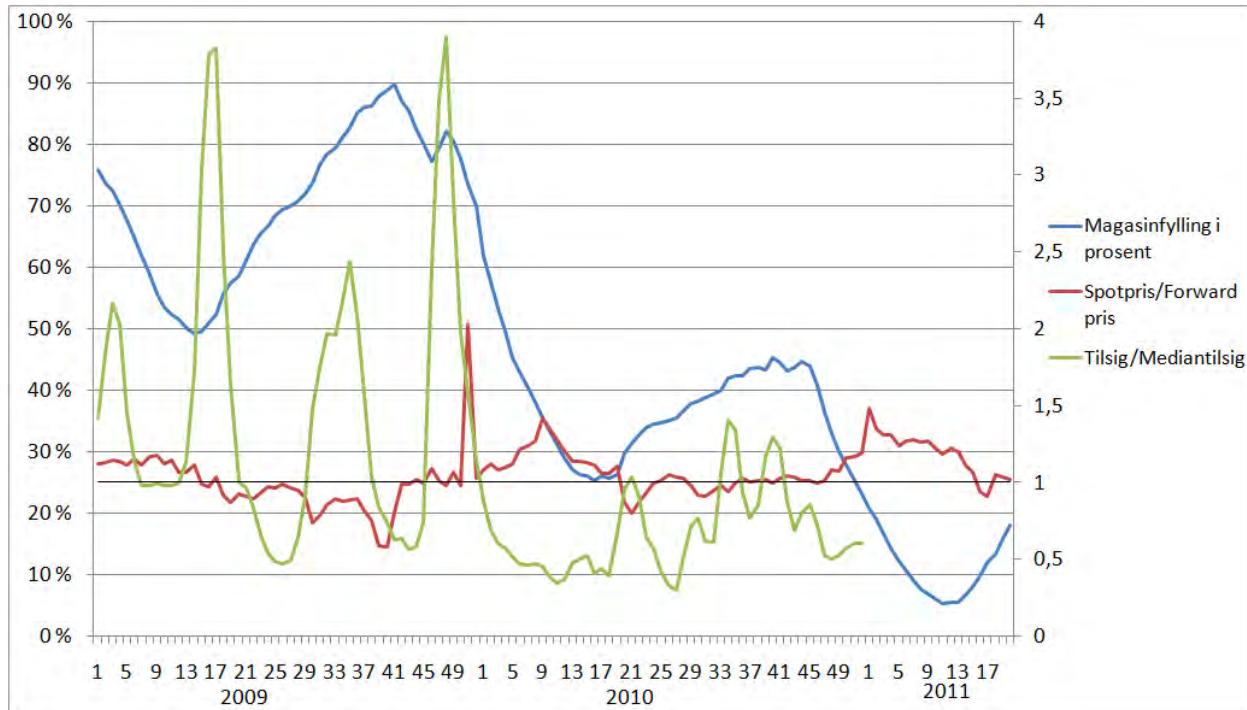
Korrelasjonen mellom disse datasettene er 0,61. Flere ulike faktorer bidrar til at korrelasjonen ikke er høyere. Antakelsen om at magasinene over Kobbels kraftverk kan sees på som ett magasin er en forenkling, ettersom det er flere magasiner som må optimeres i et sammespill. Usikkerhet knyttet til produksjonstallene, samt sprangvis endringer i kvartalskontraktene er også feilkilder. Det er også en forenkling når vi benytter oss av ukepriser i analysene. Produsenter tar produksjonsbeslutninger for hver enkelt time. Timeprisene kan i perioder fravike betydelig fra ukeprisen. Dette gjelder spesielt i perioder der produsenter har lite kontroll på vannet, som ved vårflommen. Ut fra figuren ser vi også at det er i denne perioden det er minst samvariasjon mellom de to grafene. Til tross for de potensielle feilkildene ser vi at produksjonsmønsteret i stor grad sammenfaller med teorien.

En del av de samme trekkene som finnes i Kobbelva finner vi også igjen for magasinene eid av Sira-Kvina Kraftselskap i Siravassdraget i NO2 (Sørvest-Norge). Her utgjør de store flerårsmagasineten, Roskreppfjord og Svartevatn, en stor andel av magasinkapasiteten til kraftselskapet. Av figur 2.2.9 ser vi at tappingen av Sira-Kvina sine flerårsmagasiner har variert mye siden 1995. I uke 50 er differansen hele 62,6 prosentpoeng mellom minimumsverdien (2010) og maksimumsverdien (2000). Det er også stor avstand mellom kvartilene, spesielt om sommeren. Vi ser at frem til høsten 2009 lå magasinene omtrent på mediannivået. Allerede fra uke 41 begynte tappingen, til tross for at spotprisen på dette tidspunktet var lavere enn den vekta forwardprisen. Dette viser at når magasinene nærmer seg maksimalnivået blir verdien på vannet lavere. Noen uker senere kom det mer tilslig og magasinene ble fylt opp ytterliggere i påvente av høyere priser.

Figur 2.2.9 Fyllingsgraden i flerårsmagasinene til Sira-Kvina kraftselskap 2009, 2010 og fram til uke 20 i 2011, samt median, kvartiler og min- og maksverdi i årene 1995 til 2010. Magasinkapasitet oppgitt i GWh.



Figur 2.2.10 Fyllingsgraden i flerårsmagasinene til Sira-Kvina kraftselskap, pris- og tilsigsnivå fra 2009 t.o.m. uke 20 i 2011. Forholdet spotpris/forwardpris og forholdet tilsig/mediantilsig på sekundæraksen til høyre.



2010 var et særdeles tørt år i Siravassdraget. Våre estimater tyder på at tilsiget for året som helhet kun utgjorde 72 prosent av mediantilsiget for perioden 1995-2010. Sammen med en kald vinter 2009/2010 med høye priser førte dette til at Sira-Kvina sine flerårsmagasiner kulminerte på et maksimalnivå på 45,3 prosent sommeren 2010. Figur 2.2.10 antyder at Sira Kvina Kraftselskap ble nødt til å redusere

tappingen mot slutten av vinteren 2010/2011, selv om spotprisene holdt seg høye. Dette fordi magasinene var i ferd med å bli tomme. I uke 11 var fyllingsgraden i vassdraget kun 5,3 prosent. Den lave magasinfyllingen økte vannverdien. Sira-Kvina Kraftselskaps flerårsmagasin er også et eksempel på at selv om flerårsmagasinene har gode muligheter til å kunne produsere mye i en kald vinter, vil disse være særlig sårbar ved flere kalde og tørre vintre etter hverandre.

De samme forskjellene som vi har sett for ulike vassdrag finnes også i ulike geografiske deler av landet. Elspotområde NO1 (Øst-Norge), med blant annet Glomma og Lågen, har som helhet en langt lavere fleksibilitet enn for eksempel NO2 (Sørvest-Norge) som har vesentlig større lagringskapasitet i forhold til tilsiget. Dette vises også gjennom at Øst-Norge er det prisområdet som har lavest minimumsnivå på mediankurven. Også i NO3 (Midt-Norge) er muligheten til å regulere produksjonen fra år til år relativt begrenset, og minimumsnivået til magasinfyllingen har vært stabilt lavt. I kalde år vil det derfor være behov for import til Øst- og spesielt Midt-Norge. I NO4 (Nord-Norge) ser vi derimot at store magasin som Storglomvatn bidrar til mindre sesongvariasjon.

Generelt har områder med god lagringskapasitet høyere minimumsverdier, da disse venter på kalde år. Tabellen under viser andel av kapasitet i flerårsmagasin, sesongmagasin og dagsmagasin i de ulike elspotområdene. I tillegg viser tabellen minimumsverdien for mediankurven med ukenummer i parentes, samt laveste registrerte fyllingsgrad noensinne med uke og årstall i parentes. Vi ser tydelig at områdene med høy andel flerårsmagasin, Sørvest- og Nord-Norge, er de områdene som i et medianår har klart høyest fylling ved vårkulminasjonen. Likeså ser vi at Øst- og Midt-Norge, som har lavest andel flerårsmagasin, har lavest fylling i et medianår. NO5 (Vest-Norge) har høyere andel flerårsmagasin enn Øst- og Midt-Norge, men likevel lavere enn Sørvest- og Nord-Norge.

Tabell 2.2.1 Magasintyper og minimumsverdi fordelt på elspotområder. Merk: 5 . september 2011 ble grensene mellom NO2 og NO5 justert. Tallene i tabellen gjelder grensene før 5. september 2011.

	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Andel flerårsmagasin	30.8 %	51.3 %	10.8 %	45.7 %	40.4 %
Andel sesongmagasin	58.2 %	43.3 %	79.5 %	52.3 %	51.9 %
Andel dagsmagasin	11.0 %	5.4 %	9.7 %	2.0 %	7.7 %
Minimumsverdien medianår	16,0 % (uke 17)	37,2 % (15)	15,7 % (16)	41,7 % (17)	27,1 % (17)
Minimumsverdi	7,0 % (16/2003)	15,3 % (13//2011)	9,6 % (17/1995)	24,3 % (20/1995)	15.1 % (17/2003)

NVE utarbeidet i løpet av vinteren 2010/2011 en modell for å se nærmere på hvordan kraftsystemet ville takle en vår preget av høyt forbruk og lite tilsig. Forbruket ble korrigert til å tilsvare et forbruk med temperaturer 2 grader kaldere enn normalt. Tilsiget ble satt lik de målte verdiene i året 1978. Det var et av de to tørreste årene etter 1970, og i likhet med 2011 var det i 1978 mye snø i lavereliggende strøk. Totalt for Norge var det i uke 12-19 i 1978 et tilsig som lå på kun 41,6 prosent av medianen for 1980-2010. Det kalde og tørre været ble lagt inn som forutsetninger for å finne ut om kraftmarkedet ville håndtere en slik situasjon. Det ble foretatt ukentlige kjøringer med denne modellen som et supplement til prognosene med samkjøringsmodellen. Vi vil videre i denne artikkelen se nærmere på et modellresultat der prognosen starter i slutten av uke 11.

Det ble lagt inn krav i modellen om at magasinfyllingen ikke skulle være under 7 prosent for siste beregnede uke i noen av de fem prisområdene (Storglomvatn er ekskludert i NO4 (Nord-Norge)). Basert på de detaljerte magasindataene er 7 prosent et forsiktig anslag på hvor langt ned fyllingen kunne gått. Tabell 2.2.2 viser hvor mye restmagasin det garantert ville vært i hvert prisområde. Disse tallene inkluderer de magasinene som ikke var tilgjengelig for produksjon fram mot vårkulminasjonen på grunn av feil eller vedlikehold ved kraftverk og vannvei. I tillegg er det inkludert restmagasin som følge av at enkelte magasin ikke var mulig å tömme fram til uke 19, selv ved full produksjon. Det er

her forutsatt at disse magasinene ikke får noe tilsig fram til snøsmeltingen, slik at tilsiget ville kommet i tillegg.

Tabell 2.2.2 Utilgjengelig kapasitet i de 5 norske elspotområdene våren 2011, gitt sen snøsmelting (uke 19).

Prisområde	Utilgjengelig uke 19(GWh)	Magasinkapasitet (GWh)	Utilgjengelig i prosent
NO1	270	14416	1.9 %
NO2	200	31633	0.6 %
NO3	56	6886	0.8 %
NO4	3699	19372	1.2 % (19.1 % inkl. Storglomvatn)
NO5	31	9581	0.3 %

Tabellen antyder en nedre grense for hvor langt ned magasinene kunne gått. NVE gjennomførte i starten av 2011 en undersøkelse blant alle produsentene, som blant annet skulle informere om hvor langt ned hvert magasin kunne tappes. Svarene antydet at ved enkelte magasiner ville de unngå å tappe helt ned til laveste regulerte vannstand. Det ble oppgitt ulike grunner til dette, blant annet miljøhensyn, topologiske forhold som gjør det vanskelig å tømme magasin, skader på turbiner, opprettholdelse av manøvreringsreglement og regulering av trykk. I en krisesituasjon ville noen av disse argumentene falt bort. Trolig ville magasinene kunne gått ned til et område et sted mellom 7 prosent og det som antydes i tabell 2.2.2. Det er vanskelig å gi et klart svar på hvor langt ned magasinfyllingen kunne gått i hvert elspotområde. Det er imidlertid viktig å være klar over at dette vil variere fra år til år. Tabellen antyder at den generelt lave vannstanden ved flerårsmagasinene la til rette for at magasinnivået kunne gått langt ned våren 2011.

Modellen som ble utviklet tar utgangspunkt i produksjonskapasiteten i og overføringskapasiteten mellom de ulike prisområdene. Modellen beregner sekvensielt, slik at behovene i områdene med størst knapphet blir bestemmende for utvekslingsmulighetene til de andre områdene. I modellen er det ingen pristilpasning i etterspørselen. Beregningene gir en indikasjon på i hvilken grad det er tilstrekkelige produksjonsressurser i hvert område til å dekke etterspørselen uten pristilpasning, gitt importmulighetene inn til området. Oppbygningen av modellen beskrives i nærmere detalj i NVEs rapport om vinterens kraftsituasjon 2010/2011, se:

<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Rapport%202011/rapport11-2011.pdf>.

I modellen klarer alle områdene bortsett fra Sørvest-Norge (NO2) kravet til 7 prosent magasinfylling i slutten av uke 19. I Sørvest-Norge var det ikke mulig å oppnå høyere fylling enn 5,8 prosent. Det gir uttrykk for at det var stramt i Sør-Norge som helhet. Ved å la Sørvest-Norge eksportere mindre til Øst- og Vest-Norge ville knappheten ha vist seg i disse områdene. Beregningene forutsetter høy bruk av importkapasitet, spesielt overføringskapasiteten inn til landet. Importkapasiteten i modellen ble satt ut i fra forventet tilgjengelig kapasitet gitt høyt forbruk. Beregningene antyder at selv ved en ekstrem kald og tørr vår ville markedet håndtert situasjonen i de fem prisområdene, men at man ville vært sårbar for feil i overføringsforbindelsene.

Også den historiske tappingen i vår-perioden tyder på at ingen av prisområdene ville gått tom for vann. Tabell 2.2.3 viser minimumsfyllingen i 2011 og hvilken uke medianen har minimum. Vi ser at alle områdene hadde en tidligere minimumsuke enn det som er normalt. Den siste kolonnen viser at selv med en tapping som er lik mediantappingen (1995-2010) fra uke 10 og fram til minimumsuken ville ingen av prisområdene gått under 5,0 prosent. Årsaken til det er at markedsmekanismene ville ført til høyere import inn til Norge, og trolig også lavere forbruk. Det ville vært med å redusere behovet for nedtapping av magasinene. I tillegg ville de elspotområdene som var mest utsatt fått høy import fra mindre stramme områder.

Tabell 2.2.3 Minimumsfylling og estimert minimumsfylling vinteren 2010/2011 for de 5 norske elspotområdene.

Prisområde	Minimumsfylling uke 2011	Minimumsuke 2011	Minimumsuke for medianen	Fylling minimumsuke med normal tapping fra uke 10
NO1	14.0 %	13	17	5.4 %
NO2	15.3 %	13	15	10.2 %
NO3	11.6 %	13	16	5.1 %
NO4 eks. Storglomvatn	12.9 %	14	18	5.6 %
NO5	17.5 %	13	17	6.3 %

NVE har delt opp elspotområdene i ytterliggere mindre områder. Hvert område er delt opp i 2 eller 3 magasinområder, slik det er vist i tabell 2.2.4. Oppdelingen ble gjort med utgangspunkt i hvor det kunne oppstå flaskehals i kraftnettet. Navnene på områdene gir indikasjoner på den geografiske plasseringen. Kart som viser oppdelingen er vedlagt.

Tabell 2.2.4 Magasinområder.

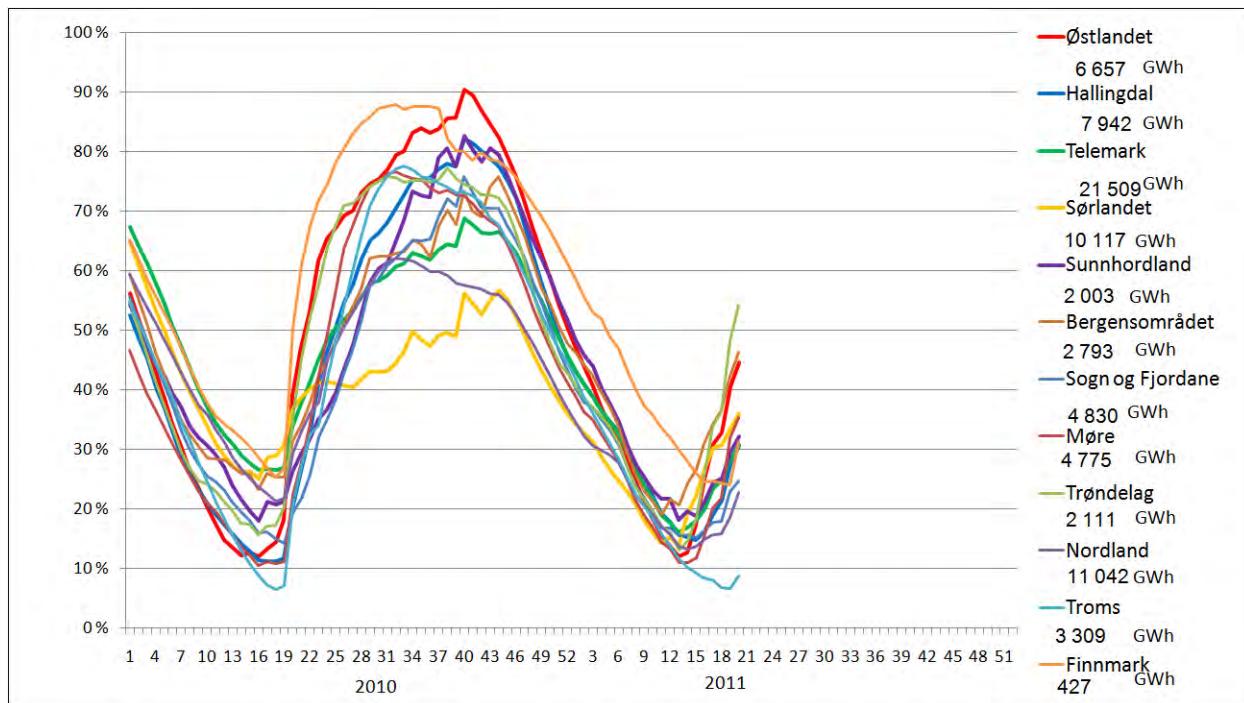
Magasinområdenr.	Navn på magasinområde	Kapasitet (GWh)	Prisområde
1	Østlandet	6 657	NO1
2	Hallingdal	7 942	NO1
3	Telemark	21 509	NO2
4	Sørlandet	10 117	NO2
5	Sunnhordaland	2 003	NO5
6	Bergensområdet	2 793	NO5
7	Sogn og Fjordane	4 830	NO5
8	Møre	4 775	NO3
9	Trøndelag	2 111	NO3
10	Nordland	11 042	NO4
11	Troms	3 309	NO4
12	Finnmark	427	NO4

De detaljerte magasinområdene gir oss en bedre oversikt over hvilke områder innenfor elspotområdene som er spesielt sårbar. Det var til stor hjelp denne vinteren. Selv om beregningene ovenfor antydet at alle de fem elspotområdene ville hatt nok kraft, selv med en kald og tørr vår, kunne flaskehals innenfor disse områdene ført til kritiske situasjoner. Med dagens 5 elspotområder vil ikke interne flaskehals bli tatt hensyn til i spotmarkedet, og det er opp til Statnett å finne løsninger som sikrer forsyningssikkerheten når de oppstår.

Figur 2.2.11 viser utviklingen i de 12 NVE-områdene gjennom 2010 og frem til uke 20 i 2011. Av figuren ser vi at det var relativt små forskjeller mellom de ulike områdene. Unntaket er Nordland som inneholder Storglomvatn. På grunn av at kraftverket Svartisen var ute av drift gjennom siste vinter var vannmengden som var tilgjengelig for produksjon i området betydelig lavere. Uten vannet i Storglomvatn plasserer Nordland seg sammen med de andre områdene.

Den kalde og tørre vinteren 2009/2010 førte til at vannkraftprodusentene brukte vann fra overskuddsområdene gjennom hele 2010 og starten av 2011. Ved slutten av vinteren 2010/2011 var det derfor ingen områder med betydelig lavere fylling enn andre. I motsetning var det vinteren 2009/2010 enkelte underskuddområder der en liten andel flerårsmagasiner hadde betydelig lavere fyllingsgrad enn de resterende. Disse gikk omtrent like langt ned i fyllingsgrad vinteren 2009/2010 som vinteren 2010/2011. Vi ser av figur 2.2.11 at det gjelder områdene Troms, Møre, Østlandet og Hallingdal.

Figur 2.2.11 Fyllingsgraden i NVE sin 12 magasinområder i 2010 og frem til uke 20 i 2011. Magasinkapasiteter oppgitt i GWh.



Magasinområdet Sørlandet lå svært dårlig an høsten 2010. Det er et område med god lagringskapasitet. Området har en samlet magasinkapasitet på 10 117 GWh. Av disse er 46,1 prosent flerårsmagasiner, 44,6 prosent sesongmagasiner og 8,8 prosent dagsmagasiner. Flerårsmagasinene til Sira-Kvina kraftselskap utgjør en betydelig del av magasinkapasiteten i området. Lite snø i dette området sørget for at magasinfillingen på høsten ble lavere enn i de øvrige områdene. Det til tross for at magasinområdet var blant de områdene som lå høyest ved vårkulminasjonen 2010. Tilsiget til området var i 2010 snaut 71,6 prosent av mediantilsiget i årene 1995-2010, og lavere enn tidligere målt i samme periode.

Vi ser videre at magasinområdet Troms er det området som har lavest fylling i vårnipa. Det er etter at snøsmeltingen har startet i de fleste andre områdene at Troms skiller seg ut. Mens alle de andre magasinområdene hadde sin minimumsfylling tidligere enn normalt, var minimumspunktet i Troms uka etter minimumspunktet for medianen i perioden 1995-2010. Magasinfillingen var lavest i slutten av uke 19 med en fylling på 6,7 prosent.

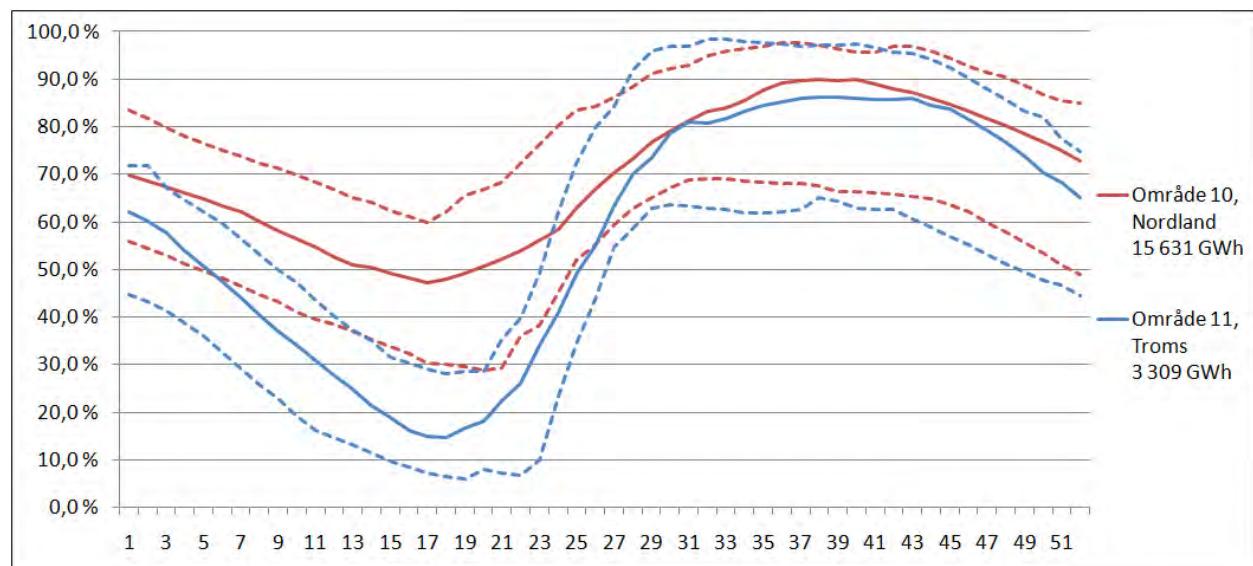
Minimumsfyllingen for medianen i de forskjellige magasinområdene er vist i tabell 2.2.5, sammen med minimumsverdien vinteren/våren 2011.

Figur 2.2.13 viser magasinfillingens mediannivå, samt maksimums- og minimumsverdier for magasinområdene Nordland (i rødt), og Troms (i blått). Dette gir et godt bilde av hvordan det finnes store forskjeller internt i elspotområdene. Nordland er et overskuddsområde med mye magasinkapasitet (11 042 GWh), og en høy andel flerårsmagasin (53,8 prosent), blant annet Storglomvatn. Magasinfillingen for dette området avspeiler dette, med et relativt høyt mediannivå, lave sesongdifferanser og stor årsvariasjon. Troms er derimot avhengig av import. Magasinene i Troms er i liten grad flerårsmagasin (16,8 prosent), og tømmes og fylles derfor raskere. Det resulterer i at magasinnivået blir betydelig lavere utover våren enn i Nordland. Troms kan derfor lettere havne i en anstrengt situasjon.

Tabell 2.2.5 Minimumsfylling for NVE sine 12 magasinområder vinteren 2010/2011

Magasinområde	Navn på magasinområde	Minimumsfylling 2011	Minimumsuke 2011	Minimumsuke for medianen	Historisk minimum (uke/år)
1	Østlandet	12,0 %	13	16	5,5 % (15/2003)
2	Hallingdal	14,7 %	15	17	7,7 % (17/2003)
3	Telemark	16,1 %	13	17	17,0 % (16/2003)
4	Sørlandet	13,8 %	13	15	15,6 % (16/2003)
5	Sunnhordaland	18,1 %	13	18	11,3 % (20/1995)
6	Berugesområdet	19,1 %	11	16	12,5 % (16/2003)
7	Sogn og Fjordane	15,2 %	15	18	14,1 % (19/2010)
8	Møre	10,9 %	14	17	7,0 % (17/1995)
9	Trøndelag	13,0 %	13	15	13,9 % (18/1997)
10	Nordland eks. Storglomvatn	13,1 %	14	17	21,2 % (18/2010)
11	Troms	6,0 %	19	18	6,0 % (19/2003)
12	Finnmark	24,0 %	19	17	13,4 % (20/1995)

Figur 2.2.12 - Sammenlikning av median, minimum og maksimum fyllingsgrad i perioden 1995-2010 for magasinområdene Troms og Nordland



Det oppstår tidvis temporære flaskehalsar innenfor elspotområdene. Disse interne flaskehalsene blir, med dagens system, ikke hensyntatt i markedsprisen for kraft. I slike situasjoner får derfor ikke vannkraftprodusenter som ligger bak flaskehalsen riktig prissignal for å disponere eget vann på best mulig måte, gitt den reelle overføringskapasiteten. Konsekvensen av dette kan være kritisk lav fylling innefor et delområde. Et system som åpner for flere priser vil sikre riktigere prissignaler til vannkraftprodusentene, og kan således redusere sannsynligheten for knapphetssituasjoner.

Problematikken vi her tar opp i forbindelse med flaskehalsar innenfor et elspotområde blir forsterket av gjeldende praksis for offentliggjøring av magasindata. Utviklingen i de 12 NVE områdene forrige vinter viser at det kan være store forskjeller i magasinfyllingen internt i et og samme elspotområde. Ettersom de kun er den samlede fyllingsgraden for et elspotområde som offentliggjøres er disse geografiske variasjonen i utgangspunktet skjult for vannkraftprodusentene. Dersom en produsent blir liggende bak en intern flaskehals kan derfor produksjonsallokeringen han foretar avvike ifra de optimale med tanke på den faktiske ressurssituasjonen innenfor delområdet. Å offentliggjøre mer detaljerte magasindata kan rette på dette.

2.4 Konklusjon

Vi har i denne artikkelen sett nærmere på disponeringen av vannet i de norske vannmagasinene de to foregående vintrene. Vi har gitt en introduksjon til det teoretiske grunnlaget for vanndisponeringen, der produsentene maksimerer nåverdien av produksjonen under usikre fremtidsbetingelser. Analysen viser at det er store forskjeller mellom ulike vassdrag, og også mellom ulike områder av landet, med tanke på de reelle mulighetene til å regulere produksjonen. Vassdrag og områder med lav lagringskapasitet fylles gjerne opp om sommeren, også når det er lavt tilsig, men har små muligheter til å regulere produksjonen. Områder med stor lagringskapasitet i forhold til tilsiget kan øke produksjonen i kalde år, men blir også sårbare om det kommer flere år med høy etterspørsel og lavt tilsig etter hverandre. Likevel synes det som at markedsmekanismene bidrar til lav sannsynlighet for rasjonering ved at vannverdiene øker når magasinnivået nærmer seg null.

Beregninger NVE foretok vinteren 2010/2011 viste at selv i en situasjon med ekstremt kaldt og tørt vær våren 2011 ville det vært tilstrekkelig vann i magasinene i slutten av uke 19, men at man ville vært svært sårbare for feil i overføringsforbindelsene. Flaskehalsene internt i prisområdene blir ikke tatt hensyn til i prissettingen med dagens system, noe som kan være problematisk i en anstrengt situasjon. Vi har også sett at det finnes store forskjeller i magasinegenskaper internt i de fem prisområdene det opereres med i dag. Flere prisområder og mer offentlig informasjon om magasindata vil kunne bidra til ytterligere effektivisering av energiproduksjonen.

2.5 Litteraturliste

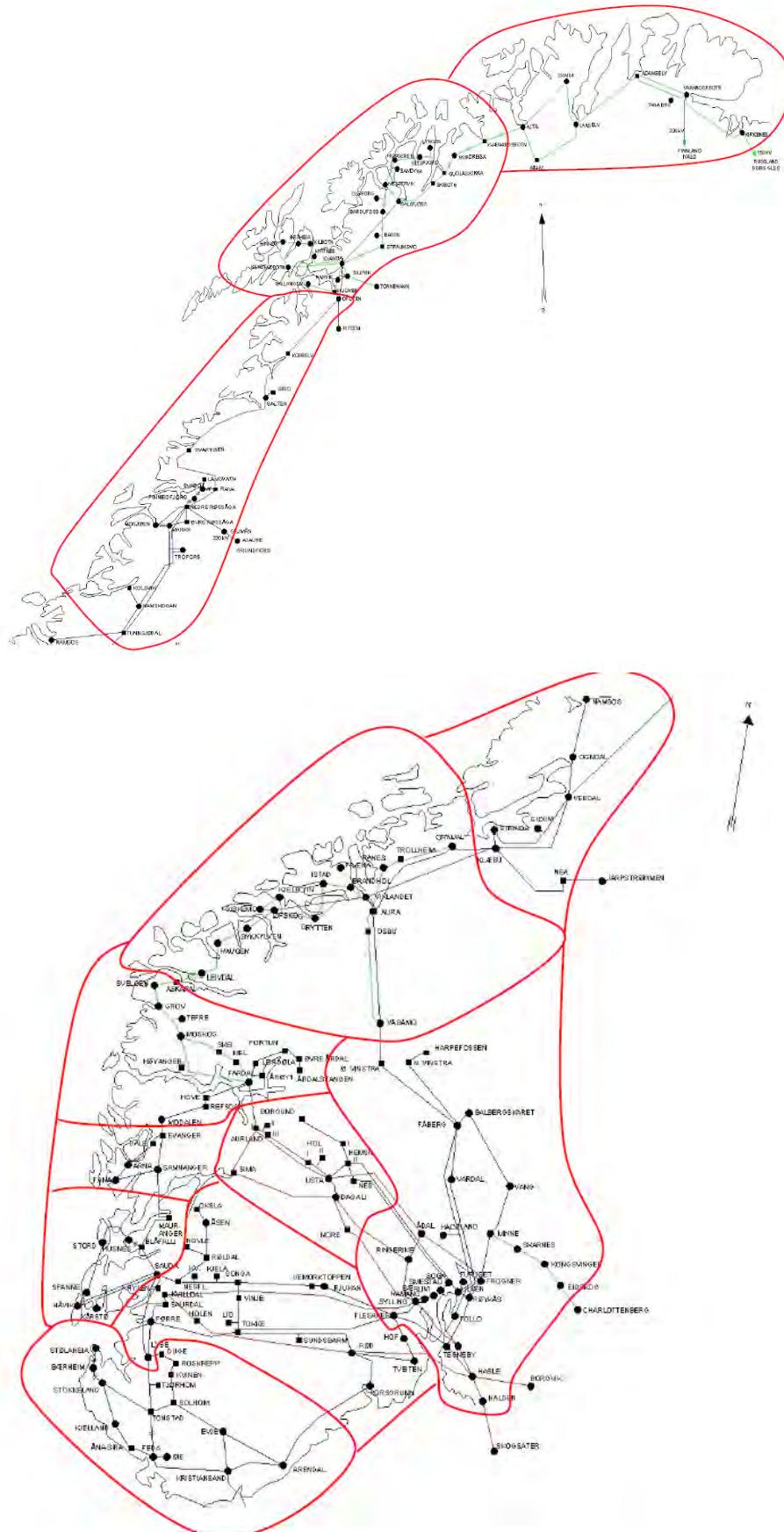
Fleten, S.-E., Keppo, J., Lumb, H. & Weiss, V. (2008), Derivative Price Information use in Hydropower Scheduling.

Førsund, F.R., Mo, B., Singh, B., & Wolfgang, O. (2005), Samkjøringsmodellen: En oversikt med vekt på økonomisk tolkning.

Fleten, S.-E. (2000), Portfolio management emphasizing electricity market applications.

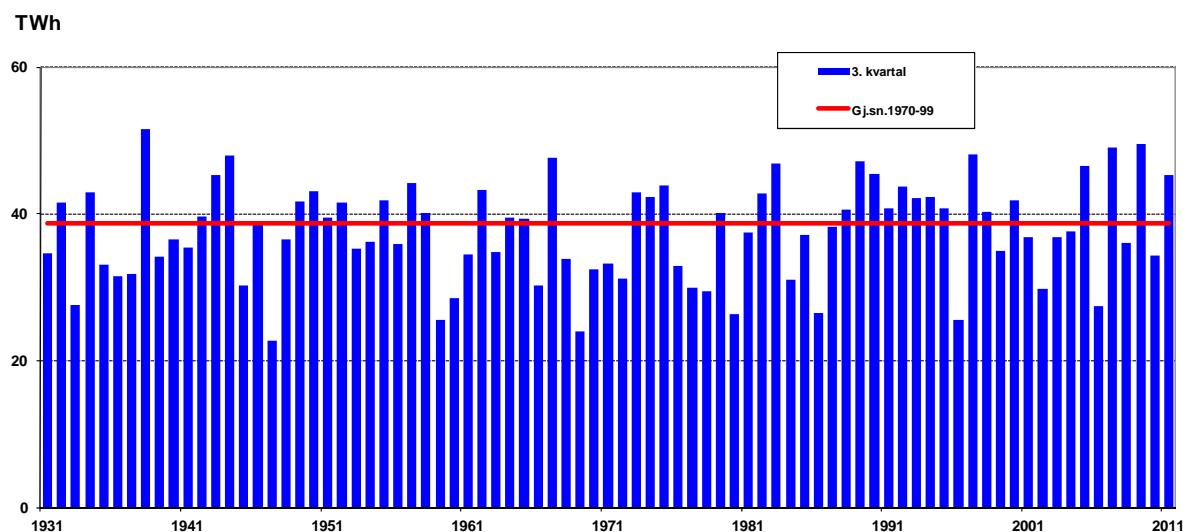
Fleten, S.-E., Wallace, S. W. & Tomsgard, A. (2001), Produksjonsplanlegging og risikostyring i et deregulert kraftmarked med finansielle instrumenter.

2.6 Vedlegg – Kart over magasinområdeinndelingen



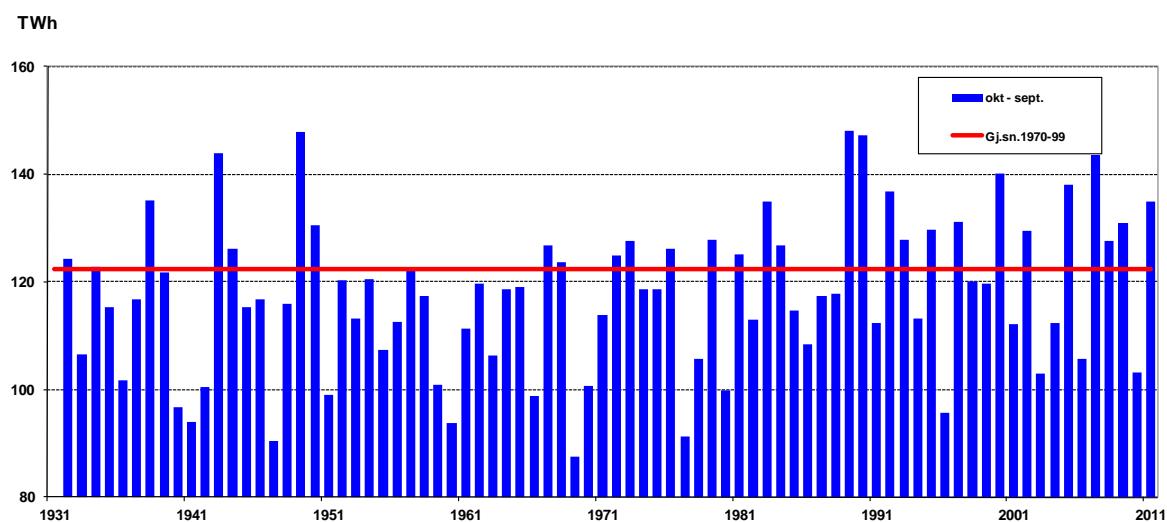
3 Vedlegg

3.1 Tilsig i tredje kvartal i åra 1931 til 2011. Kjelde: NVE og Nord Pool.

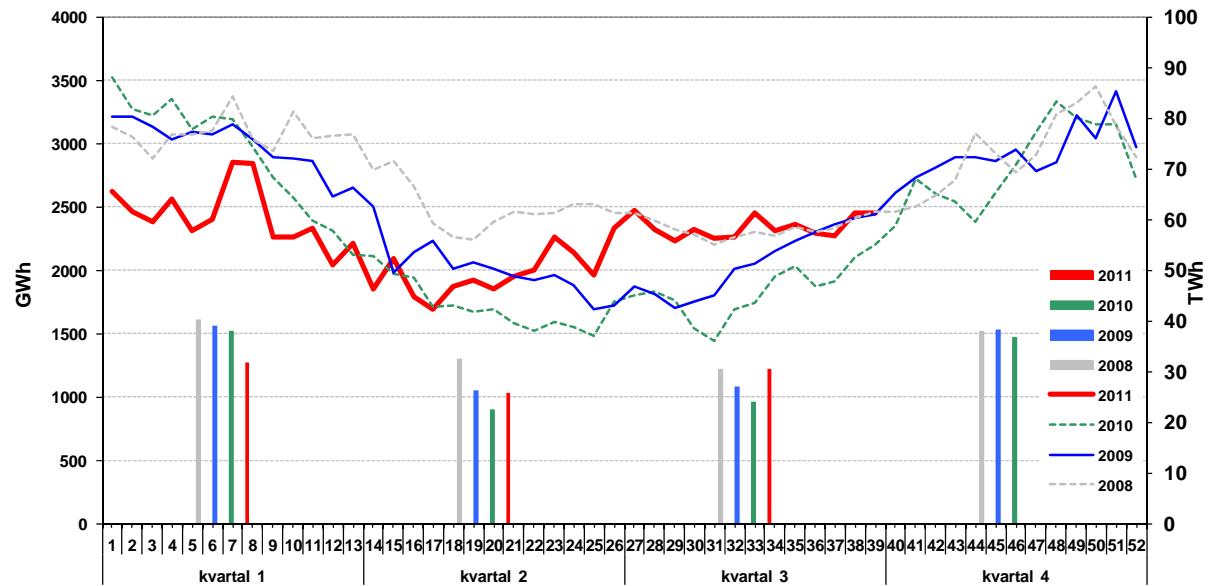


3.2 Tilsig for 12 månadersperioden oktober til september i åra 1931 til 2011. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh.

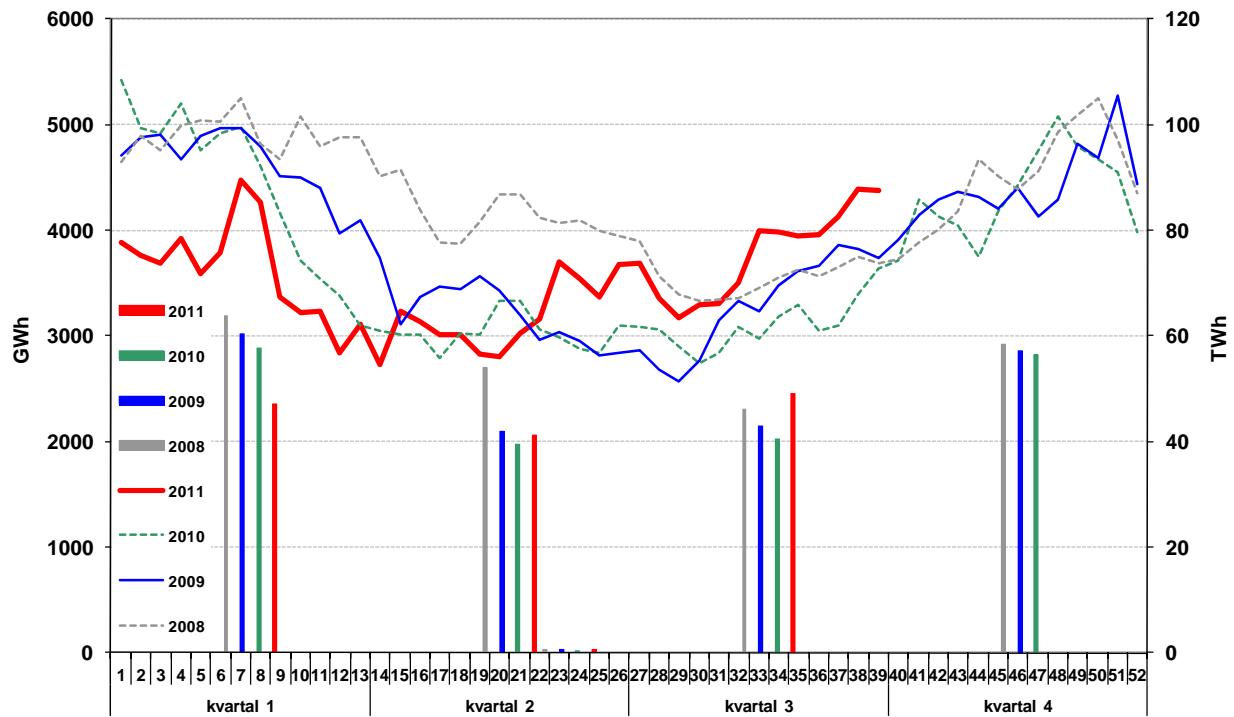
Kjelde: NVE og Nord Pool.



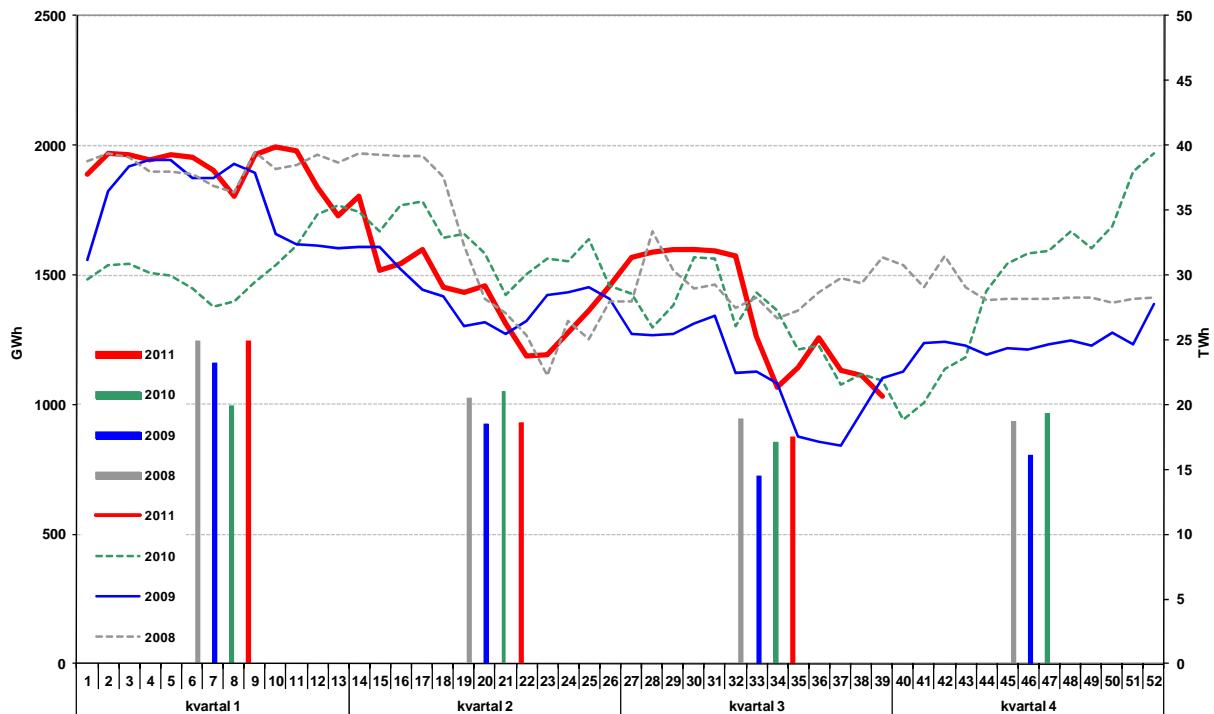
Figur 3.3 Norsk kraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



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



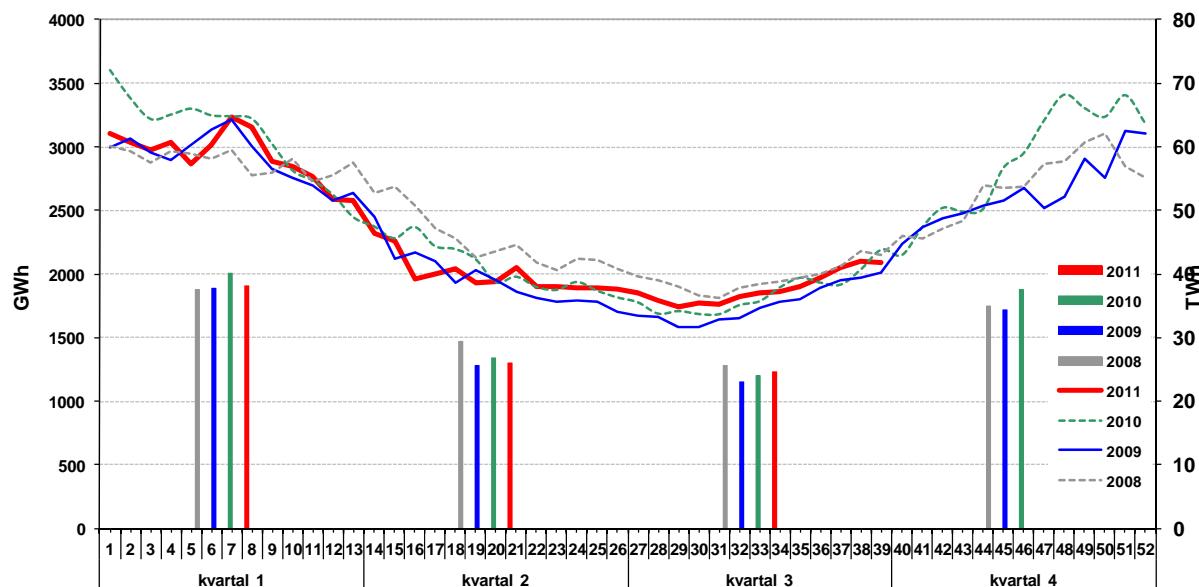
Figur 3.6 Anna nordisk kraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse).
GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



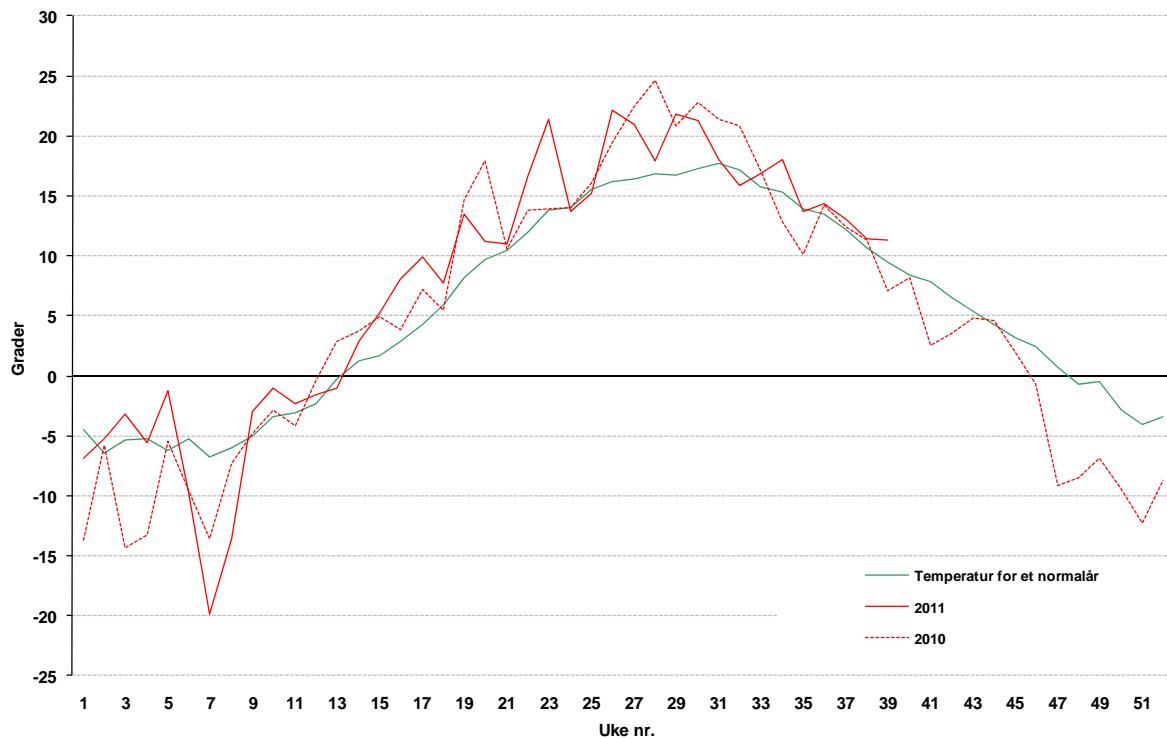
Figur 3.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2010 - 2011 GWh/veke. Kjelde: Energinet.dk



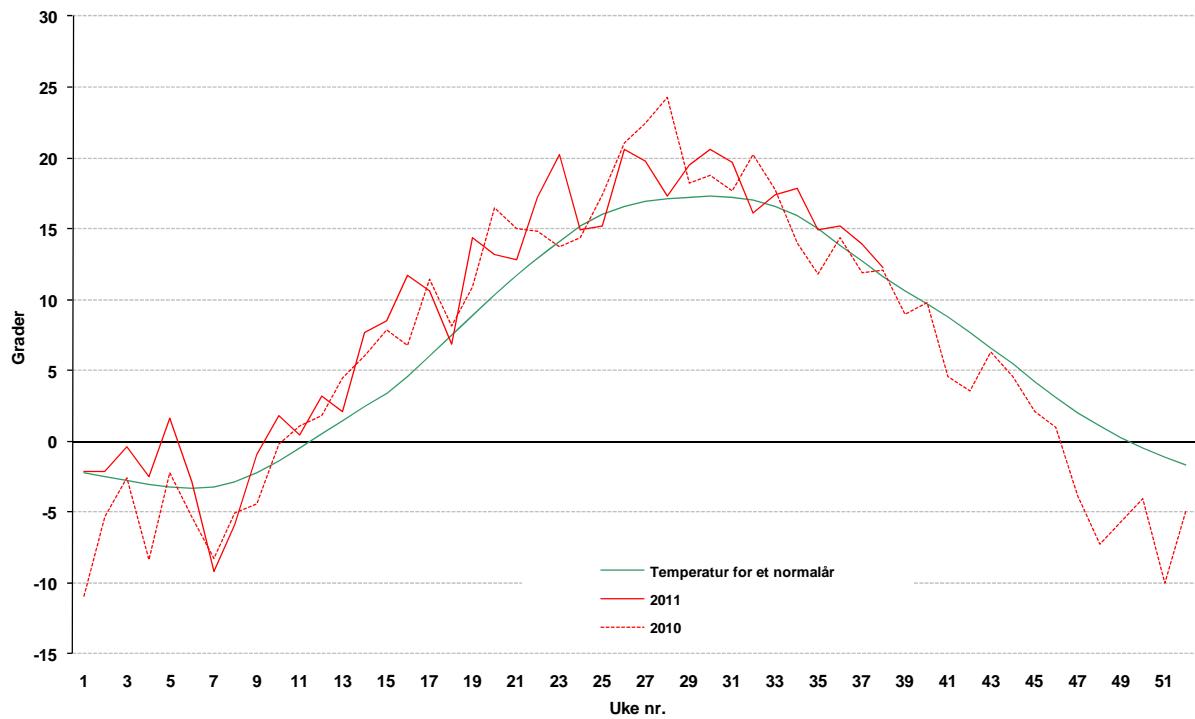
Figur 3.8 Norsk forbruk, 2008 – 2011, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veko og TWh.
Kjelde: Nord Pool Spot



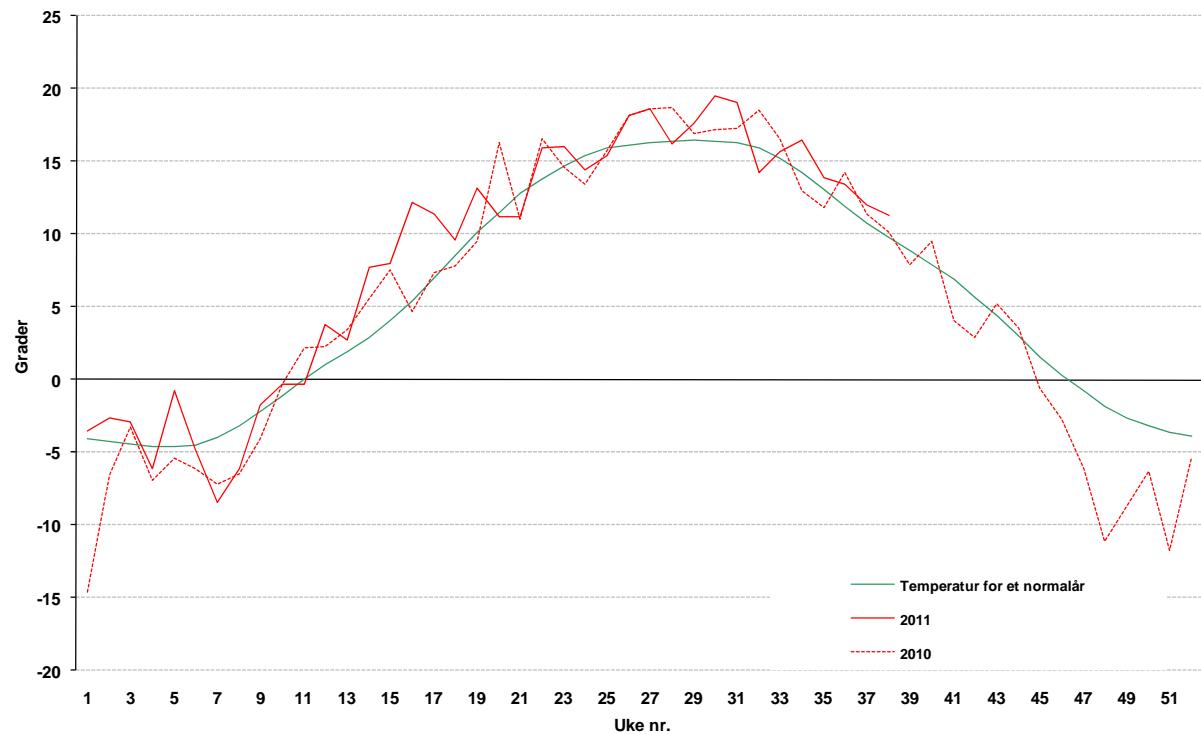
Figur 3.9 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



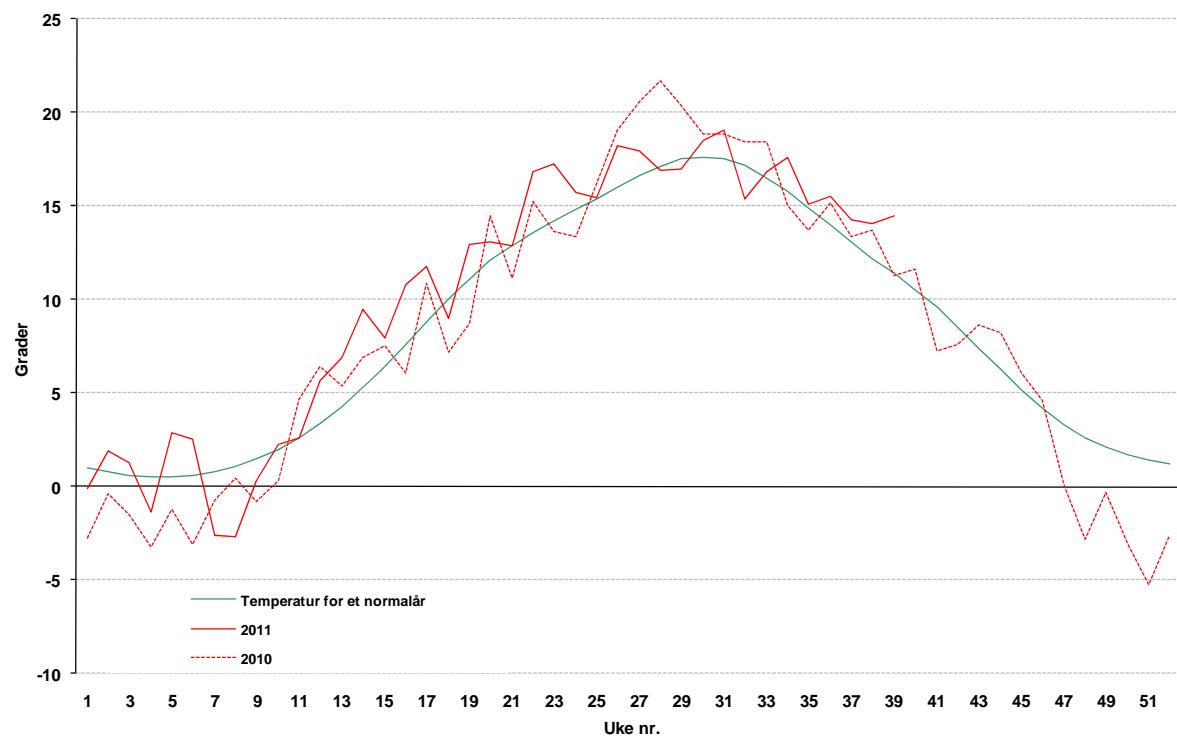
Figur 3.10 Temperaturutvikling - Stockholm, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: Nord Pool



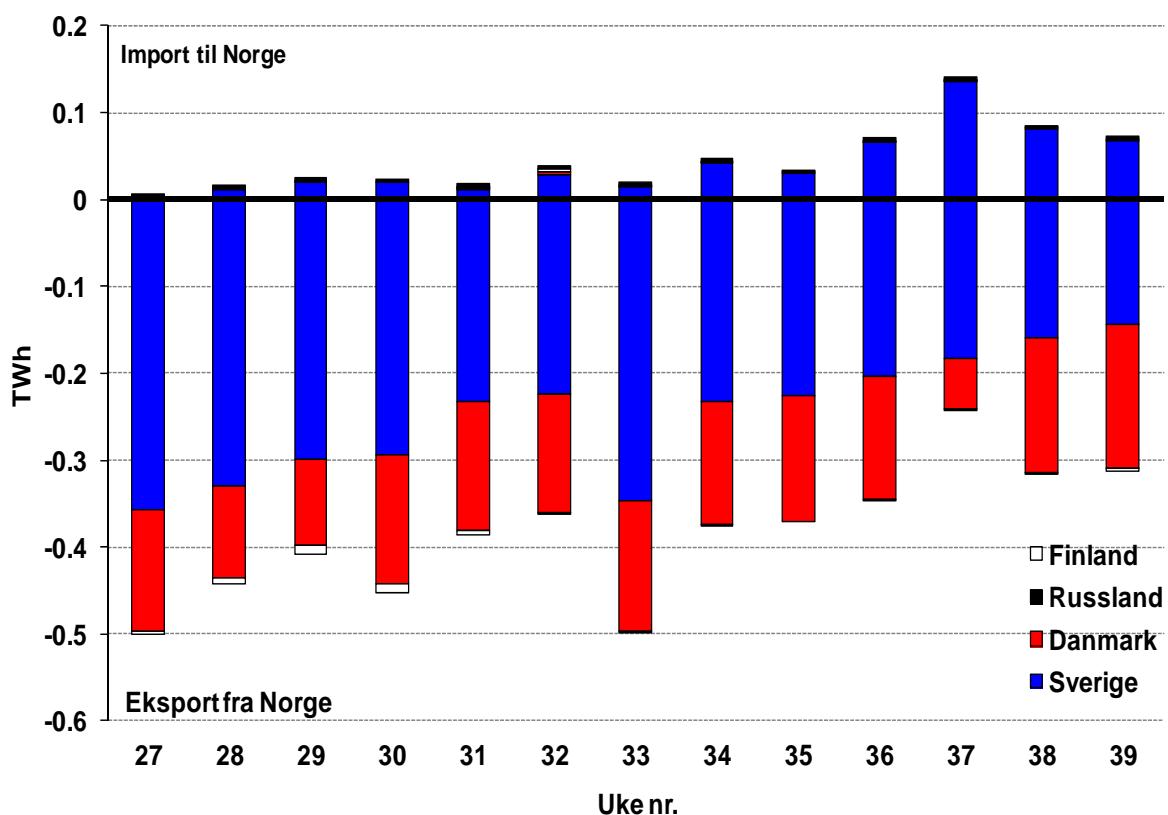
Figur 3.11 Temperaturutvikling - Oslo, 2010 og 2011, Celsius. Kjede: Nord Pool



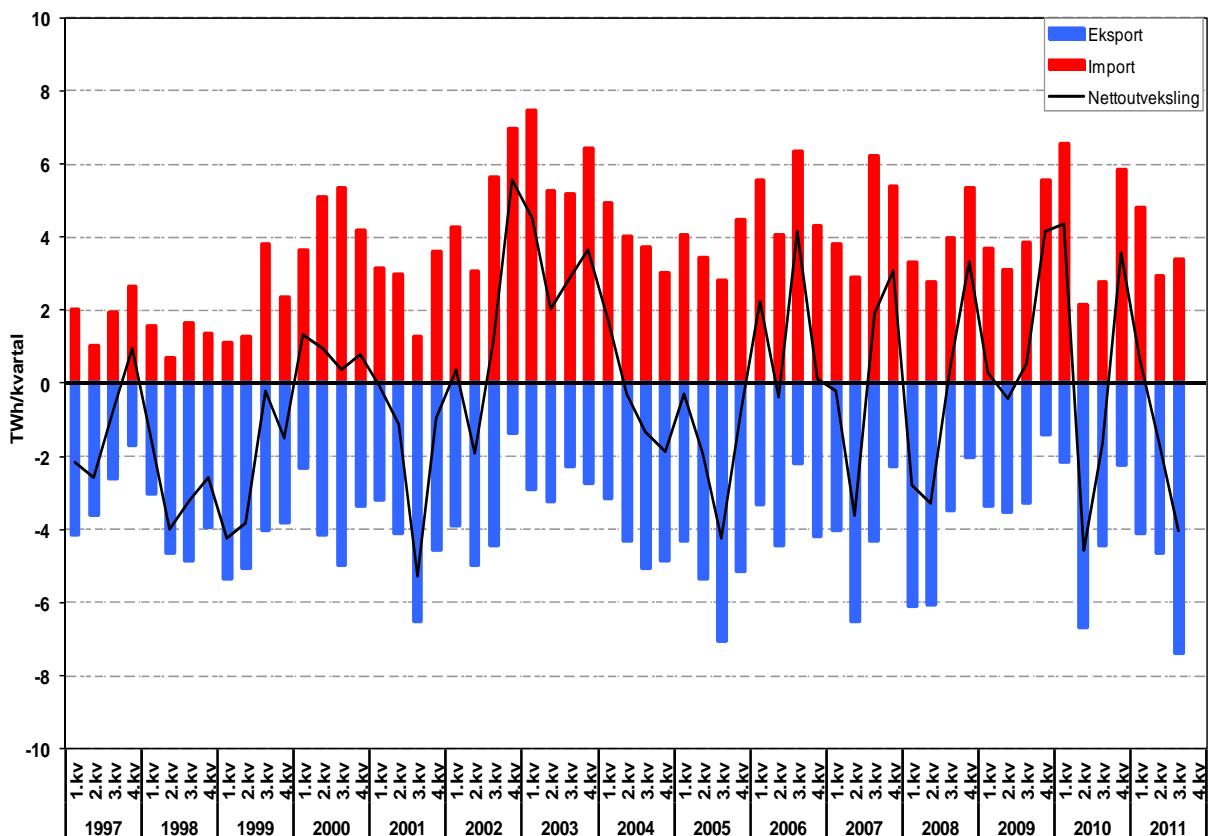
Figur 3.12 Temperaturutvikling - København, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



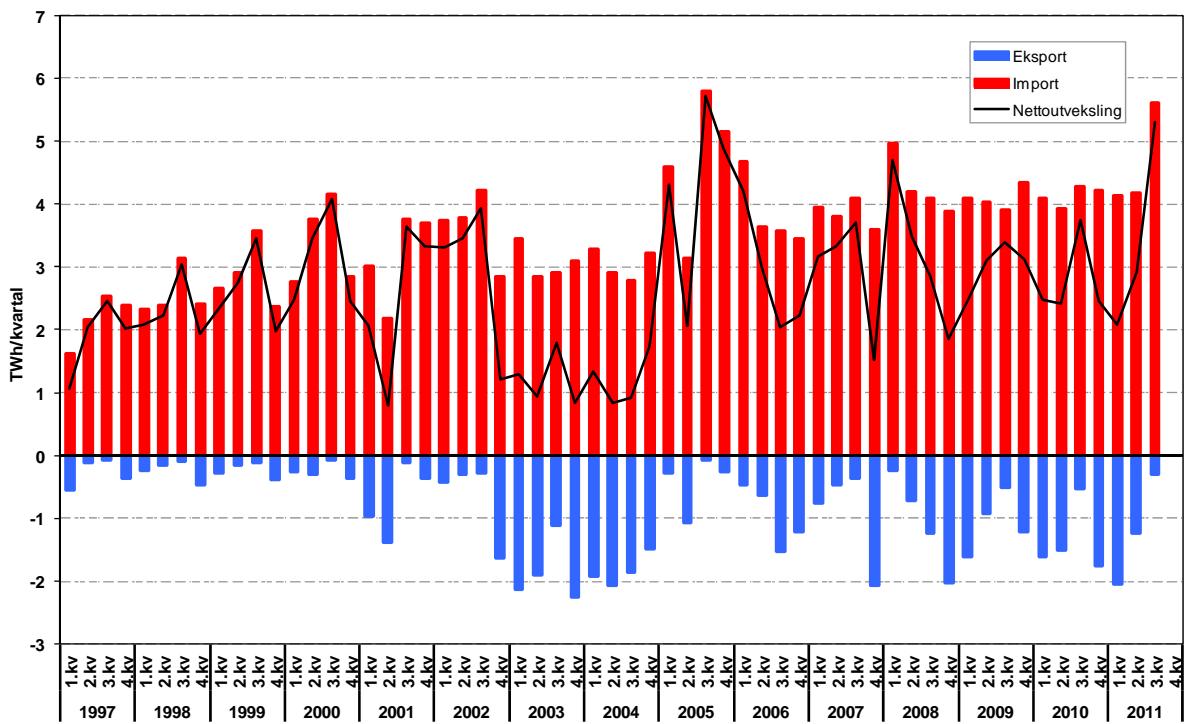
Figur 3.13 Norsk utveksling av kraft i tredje kvartal, TWh. Kjelde: Nord Pool.



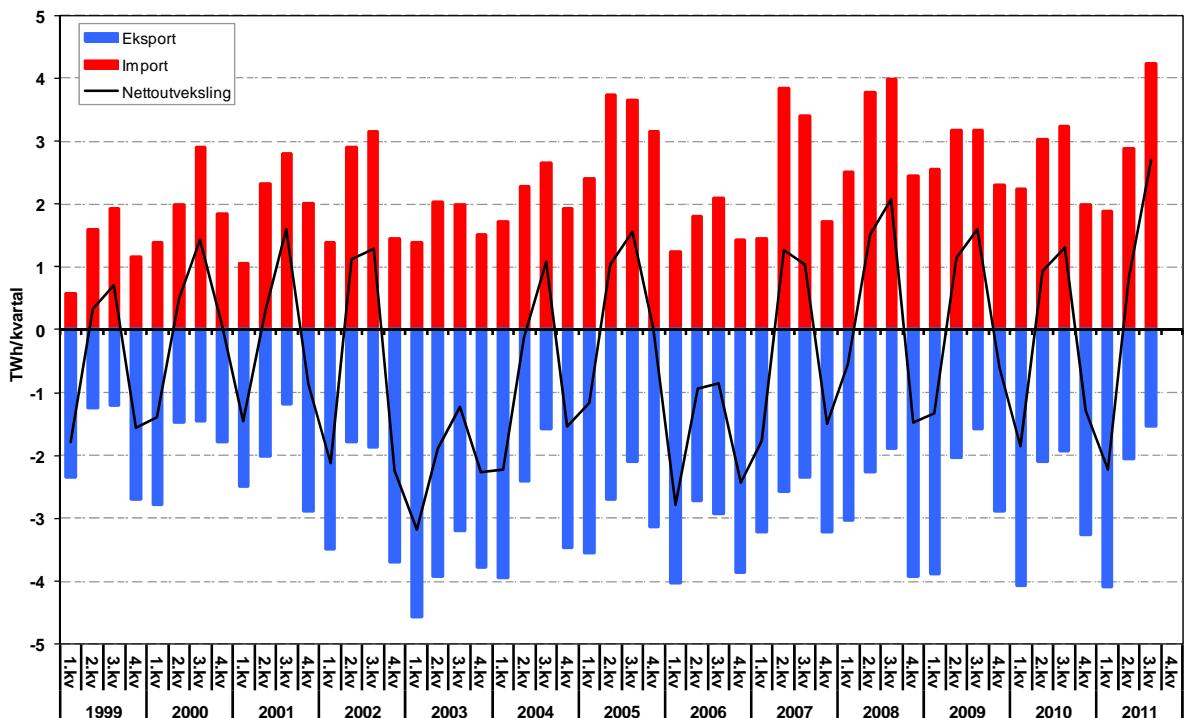
Figur 3.14 Import/eksport Sverige, 1997-2011, TWh. Kjelde: Nord Pool.



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



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



Utgitt i Rapportserien i 2011

- Nr. 1 Samkøring av vind- og vasskraft. Betre utnytting av nett og plass til meir vindkraft (42 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2010. Svein Olav Arnesen, Jan Henning L'Abée-Lund, Anne Rogstad (36 s.)
- Nr. 3 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2010. Tor Arnt Johnsen (red.)
- Nr. 4 Evaluering av NVE sitt snøstasjonsnettverk. Bjørg Lirhus Ree, Hilde Landrø, Elise Trondsen, Knut Møen (105 s.)
- Nr. 5 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2010. Jonatan Haga, Hervé Colleuille (41 s.)
- Nr. 6 Lynstudien. Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen. (29 s.)
- Nr. 7 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2011. Tor Arnt Johnsen (red.) (69 s.)
- Nr. 8 Fornyelse av NVE hydrologiske simuleringssystemer (22 s.)
- Nr. 9 Energibruk. Energibruk i Fastlands-Norge (59 s.)
- Nr. 10 Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk (91 s.)
- Nr. 11 Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011 (70 s.)
- Nr. 12 Utvikling av regional snøskredvarsling. Rapport fra det første året. Rune Engeset (red.) (76 s.)
- Nr. 13 Energibruk. Energibruk i Fastlands-Noreg (59 s.)
- Nr. 14 Plan for skredfarekartlegging. Status og prioriteringer innen oversiktskartlegging og detaljert skredfarekartlegging i NVEs regi
- Nr. 15 Plan for skredfarekartlegging - delrapport Steinsprang, steinskred og fjellskred
- Nr. 16 Plan for skredfarekartlegging – delrapport jordskred og flomskred
- Nr. 17 Plan for skredfarekartlegging – delrapport kvikkleireskred
- Nr. 18 Plan for skredfarekartlegging – delrapport snøskred og sørpeskred
- Nr. 19 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 2. kvartal 2011. Tor Arnt Johnsen (red.) (70 s.)
- Nr. 20 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2010. Beskrivelse av utførte anlegg (40 s.)
- Nr. 21 Alderseffekter i NVEs kostnadsnormer - evaluering og analyser (36 s.)
- Nr. 22 Pumpekraft i Noreg (252 s.)
- Nr. 23 Filefjell forskningsstasjon Evaluering av måledata for snø, sesongene 2009/2010 og 2010/2011 (65 s.)
- Nr. 24 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 3. 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