



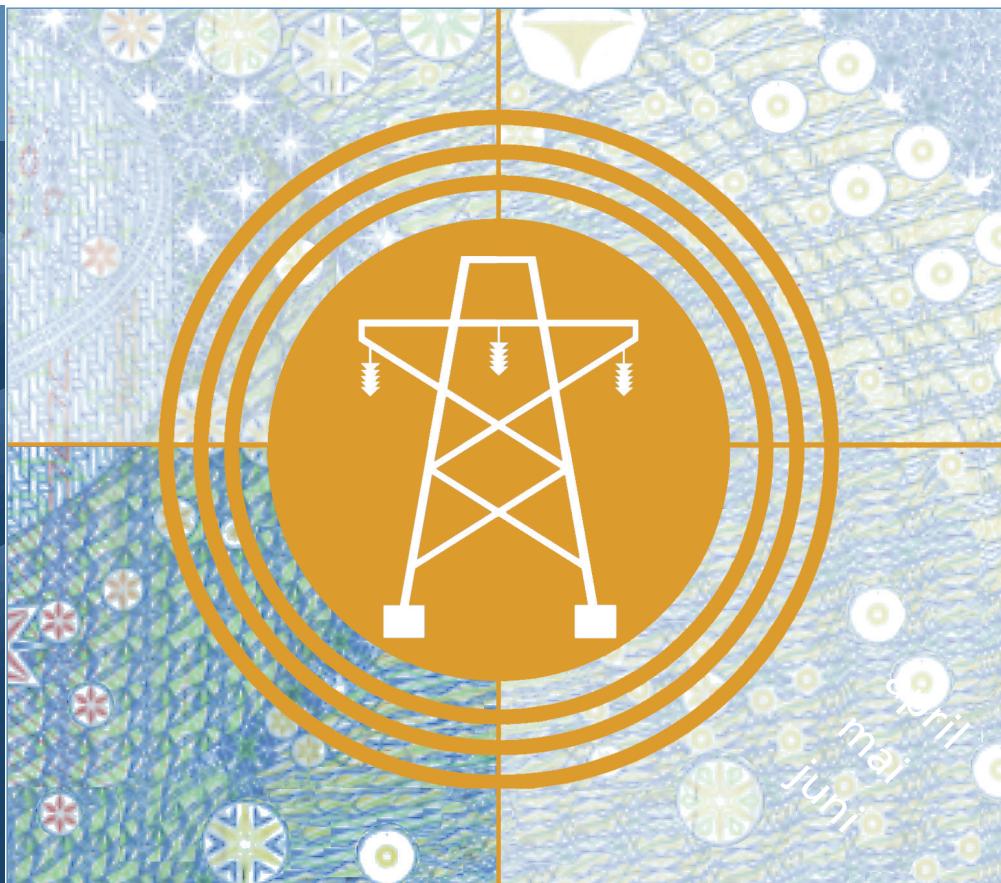
# Kvartalsrapport for kraftmarknaden

3. kvartal 2012

*Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)*

43  
2012

R A P P O R T





# Rapport nr. 43

## Kvartalsrapport for kraftmarknaden

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

**Redaktør:** Finn Erik Ljåstad Pettersen

**Forfattarar:** Anton Jayanand Eliston, Thomas Værtingstad, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Mats Øivind Willumsen, Martin Andreas Vik, Kristian Rasmussen og Ingri Guren.

**Trykk:** NVE sitt hustrykkeri

**Opplag:** 20

**Forsidefoto:**

**ISBN:** 978-82-410-0831-3

**ISSN:** 1501-2832

**Samandrag:** Våren var kald, og sein snøsmelting medverka til høge tilsig i 3. kvartal. Totalt var tilsiget 49,5 TWh, 9,1 TWh meir enn normalt. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 91,1 prosent, 4,5 prosenteiningar over normalt og 5,0 prosenteiningar høgare enn til same tid i fjor. Noreg hadde eit kraftforbruk på 26,0 TWh i tredje kvartal, som er 1,9 prosent høgare enn i same kvartal i fjor. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 126,6 TWh, mot 129,3 TWh dei føregåande 12 månadene. Kraftproduksjonen i Noreg var 32,0 TWh i andre kvartal - ein auke på 1,7 prosent frå i fjor. Dei siste 12 månadene har den norske produksjonen vore 146,7 TWh, mot 127,5 TWh dei føregåande 12 månadene. Produksjonsauken har samanheng med at det siste året har vore mykje våtare enn det føregåande. Dette har òg gjeve høg eksport til utlandet. I tredje kvartal hadde Noreg ein nettoeksport på 6,0 TWh elektrisk kraft. Det er det same som i fjor. Den gode ressurssituasjonen gav eit lågt prisnivå i engrosmarknaden for kraft. Den gjennomsnittlege spotprisen i Nord- og Midt-Noreg var 160 og 162 kr/MWh i tredje kvartal. Tilsvarande pris var 127 kr/MWh i Aust-Noreg, 118 kr/MWh i Vest-Noreg og 130 kr/MWh i Sørvest-Noreg.

**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](http://www.nve.no)

## Innhald

<b>Forord .....</b>	<b>3</b>
<b>Samandrag .....</b>	<b>4</b>
<b>1 Kraftmarknaden i tredje kvartal 2012 .....</b>	<b>5</b>
1.1 Ressursgrunnlaget.....	8
1.1.1 Tilsig i Noreg .....	8
1.1.2 Tilsig i Sverige .....	9
1.1.3 Temperatur .....	10
1.1.4 Nedbør.....	11
1.1.5 Snø .....	12
1.1.6 Grunn- og markvatn.....	13
1.2 Magasinutviklinga .....	14
1.2.1 Noreg: Høgt tilsig ga godt over normal magasinfylling .....	14
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland .....	14
1.3 Produksjon .....	16
1.3.1 Noreg: høg kraftproduksjon.....	18
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa.....	20
1.4 Forbruk .....	23
1.4.1 Noreg: auke i kraftforbruket i tredje kvartal .....	24
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa .....	28
1.5 Andre energiberarar i Noreg .....	31
1.6 Kraftutveksling .....	34
Andre nordiske land .....	37
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden .....	38
1.7.1 Spotmarknaden – låge priser .....	38
1.7.2 Terminmarknaden – fallande priser .....	40
1.8 Slutt brukarmarknaden .....	46
1.8.1 Hushaldsmarknaden .....	46
<b>2 Vedlegg.....</b>	<b>54</b>

## **Forord**

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i tredje kvartal 2012.

Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er tredje utgåve i kvartalsrapportens 9. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert 6-8 veker etter utløpet av kvartalet.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidrarar ved Energiavdelinga og Hydrologisk avdeling. Bidragsytarane for denne utgåva har vore Anton Jayanand Eliston, Thomas Væringstad, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Mats Øivind Willumsen, Martin Andreas Vik, Kristian Rasmussen og Ingri Guren. Finn Erik Ljåstad Pettersen har leia arbeidet.

Oslo, 23. november 2012

  
Marit L. Fossdal

avdelingsdirektør

## Samandrag

Ved inngangen til tredje kvartal var fyllingsgraden i norske magasin 68,4 prosent. Det er 1,8 prosenteiningar over normalt for årstida og 1,2 prosenteiningar høgare enn til same tid i fjor. Ein sommar med sein snøsmelting og høgt tilsig førte til større auke i magasinfyllinga enn normalt, og ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 91,1 prosent. Det er 4,5 prosenteiningar over normalt for årstida og 5,0 prosenteiningar høgare enn til same tid i fjor. I løpet av tredje kvartal kom det eit energitilsig på 49,5 TWh, som er 9,1 TWh meir enn normalt og 4,3 TWh meir enn i same kvartal i fjor.

I tredje kvartal hadde Noreg eit samla kraftforbruk på 26,0 TWh, ein auke på 1,9 prosent frå i fjor. Auken heng saman med lågare kraftprisar og at kvartalet var kaldare enn same kvartal i fjor. I alminneleg forsyning auka bruttoforbruket med 1,8 prosent, medan det temperaturkorrigerte forbruket var 1,5 prosent mindre enn i same kvartal i fjor. Kraft til elkjelar var uendra, medan forbruket i kraftintensiv industri i tredje kvartal var 1,4 prosent lågare enn i same periode i fjor. Dei siste 12 månadene har kraftforbruket vore 126,6 TWh – mot 129,3 TWh i same periode eitt år før. Redusjonen har samanheng med atvêret har vore mildare det siste året enn året før det.

I tredje kvartal vart det produsert 32,0 TWh elektrisk kraft i Noreg. Det er ein auke på 1,7 prosent frå same periode i fjor. Produksjonsauken heng saman med høgt tilsig og høg magasinfylling. Dei siste 12 månadene er det produsert 146,7 TWh elektrisk kraft i Noreg – mot 127,5 TWh i tilsvarende periode året før. Det er ein auke på 15,1 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er ny rekord og om lag 9,5 TWh over gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet som er berekna til litt over 137 TWh. Det var først og fremst høgt tilsig og høg magasinfylling som førte til auken i kraftproduksjonen dei siste 12 månadene.

Noreg hadde høg nettoeksport i tredje kvartal. Den var til saman 6,0 TWh. Det er 0,1 TWh høgare samanlikna med tredje kvartal i fjor. Dei siste 52 vekene har Noreg hatt ein nettoeksport på 20,1 TWh, medan det var ein nettoimport på 1,9 TWh dei føregåande 52 vekene.

Den gjennomsnittlege kraftprisen i Nord- og Midt-Noreg var 160 og 162 kr/MWh i tredje kvartal. Tilsvarende pris var 127 kr/MWh i Aust-Noreg, 118 kr/MWh i Vest-Noreg og 130 kr/MWh i Sørvest-Noreg. Det vil seie at gjennomsnittsprisane var nær halvert samanlikna med tredje kvartal 2011, trass i at sommaren var litt kaldare og forbruket noko høgare i år.

Den gode ressurstilgangen i starten av tredje kvartal sørgra for eit framleis lågt prisnivå for kontraktane nærmast på terminkurva til den nordiske terminmarknaden. Prisane fall i første halvdel av juli som følgje av mykje nedbør og våte vêrvarslar. I starten av august vart varsla tørrare, og kurvane peika noko opp, før dei igjen fall i første del av september. Siste handelsdag i tredje kvartal vart terminkontraktane med levering i fjerde kvartal 2012 og første kvartal 2013 handla for høvesvis 274 og 303 kr/MWh.

Slik som i spot- og terminmarknaden var det òg prisfall i sluttbrukarmarknaden i tredje kvartal. Den gjennomsnittlege prisen på spotpriskontraktane i dei ulike vart redusert med 5,3 til 9,5 øre/kWh frå andre kvartal. I snitt kosta ein spotpriskontrakt 18,1-22,9 øre/kWh i dei norske elspotområda. Den gjennomsnittlege prisen på ein standardvariabelkontrakt var 24,7 øre/kWh ein nedgang på 7,1 øre/kWh. Snitprisen på eitt- og treårige fastpriskontraktar var 39,6 og 43,5 øre/kWh. Det er ein nedgang på høvesvis 1,4 og 0,7 øre/kWh frå førre kvartal.

## 1 Kraftmarknaden i tredje kvartal 2012

<b>Sein snøsmelting ga høgt tilsig</b>	I tredje kvartal 2012 var tilsiget til dei norske magasina 49,5 TWh, som er 9,1 TWh meir enn normalt og 4,3 TWh meir enn i same kvartal i fjor. Det høge tilsiget har samanheng med at ein kald vår ga sein snøsmelting og meir snø enn normalt i fjellet ved inngangen til tredje kvartal. Medan nedbøren var om lag som normalt, ga dette mykje smeltevatn i løpet av sommaren.
<b>Noko varmare enn normalt i fjellet</b>	Temperaturane i Noreg var i juli litt under normalt, i august litt over normalt og i september om lag som normalt, men med lokale skilnader. I fjellet var temperaturane noko høgare enn normalt.
<b>Nedbør omtrent som normalt</b>	I juli kom det kring 125 prosent av normal nedbør i Noreg, medan det var om lag normale nedbørsmengde i august og september. Likevel var det stor skilnad på landsbasis, og målt som nedbørenbergi kom det totalt 35 TWh i tredje kvartal. Det er om lag som normalt. Dei siste 12 månadene har det kome 141 TWh, eller 12 TWh meir enn normalt.
<b>Meir snø enn normalt</b>	Snøsmeltinga kom seint i gong i fjellet, og ved starten av tredje kvartal var det monaleg meir snø enn normalt i mange av fjellområda. I høve til normalt var det ved starten av kvartalet om lag 50 prosent meir snø enn normalt. Det meste av snøen smelta i løpet av tredje kvartal.
<b>Magasinfilling over normalt</b>	Ved inngangen til tredje kvartal 2012 var fyllingsgraden i dei norske magasina 68,4 prosent. Det er 1,8 prosenteiningar over normalt for årstida og 1,2 prosenteiningar høgare enn til same tid i fjor. Ein sommar med sein snøsmelting og høgt tilsig førte til større auke i magasinfillinga enn normalt, og ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 91,1 prosent. Det er 4,5 prosenteiningar over normalt for årstida og 5,0 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2011. Det svarar til ei energimengde på 4,2 TWh.
<b>Noko lågare nordisk kraftforbruk</b>	Det samla nordiske kraftforbruket var 79,7 TWh i tredje kvartal 2012. Det er 0,3 TWh lågare enn i same kvartal året før. Dei siste 52 vekene har forbruket i Norden vore 378,6 TWh. Det er 13,1 TWh lågare enn i dei føregåande 52 vekene. Det har samanheng med at været dei siste 52 vekene har vore mildare enn i dei føregåande 52 vekene.
<b>Høgare nordisk kraftproduksjon</b>	I tredje kvartal 2012 vart det produsert 84,1 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 2,3 TWh meir enn i tredje kvartal 2011. Auken har samanheng med at høge tilsig medverka til høg vasskraftproduksjon gjennom kvartalet. Vasskraftproduksjonen var 2,7 TWh høgare i tredje kvartal i år enn i fjor. Det var òg høgare kjernekraftproduksjon i dette kvartalet i år. Dei siste 52 vekene har det vore produsert 394,3 TWh kraft i Norden. Det er ein auke på 14,5 TWh samanlikna med dei føregåande 52 vekene.
<b>Auka norsk kraftforbruk</b>	Det norske elektrisitetsforbruket var 26,0 TWh i tredje kvartal, mot 25,5 TWh i same kvartal i 2011. Det er ein auke på 1,9 prosent. Auken heng saman med lågare kraftprisar og at tredje kvartal 2012 var kaldare enn same kvartal eit år før. Forbruket i tredje kvartal i år er det tredje høgaste

nokon gong. I alminnelig forsyning auka bruttoforbruket med 1,8 prosent, medan det temperaturkorrigerte forbruket var 1,5 prosent mindre enn i same kvartal i fjor. Kraft til elkjelar var uendra, medan forbruket i kraftintensiv industri i tredje kvartal var 1,4 prosent lågare enn i same periode i fjor. Dei siste 12 månadene har kraftforbruket vore 126,6 TWh, mot 129,3 TWh i same periode eitt år før. Redusjonen har samanheng med at været har vore mildare det siste året enn året før det.

#### **Auka norsk kraftproduksjon**

Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 32,0 TWh i tredje kvartal 2012. Det er ein auke på 1,7 prosent frå same periode i fjor. Produksjonen i tredje kvartal er den tredje høgaste som er registrert i dette kvartalet og berre 1,2 TWh lågare enn rekorden frå 2007. Produksjonsauken heng saman med høgt tilsig og høg magasinfylling. Dei siste 12 månadene er det produsert 146,7 TWh elektrisk kraft i Noreg, mot 127,5 TWh i tilsvarende periode året før. Det er ein auke på 15,1 prosent.

Produksjonen dei siste 12 månadene er ny rekord og om lag 9,5 TWh over gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet, som er berekna til litt over 137 TWh ved utgongen av 2011. Det var først og fremst høgt tilsig og høg magasinfylling som førte til auken i kraftproduksjonen dei siste 12 månadene.

#### **Høg nordisk nettoeksport**

Nettoeksporten ifrå Norden i tredje kvartal var 4,4 TWh. Til samanlikning hadde Norden ein nettoeksport på 1,9 TWh i tredje kvartal 2011. Eksportauken har samanheng med høgt tilsig og høg magasinfylling i Noreg og Sverige. Totalt har det dei siste 52 vekene vore 15,7 TWh nordisk nettoeksport, mot 11,7 TWh nettoimport dei føregåande 52 vekene.

#### **Høg norsk nettoeksport**

Noreg hadde òg høg nettoeksport med 6,0 TWh. Det er 0,1 TWh meir enn i tredje kvartal i fjor. Dei siste 52 vekene har Noreg hatt ein nettoeksport på 20,1 TWh, medan det var ein nettoimport på 1,9 TWh dei føregåande 52 vekene.

#### **Låge prisar i spotmarknaden**

Den gjennomsnittlege spotprisen i tredje kvartal vart mellom 118 og 262 kr/MWh i dei nordiske elspotområda. Det er ein nedgang på 28 til 51 prosent frå same kvartal i fjor. Sein snøsmelting og høgt tilsig medverka til høg produksjon og lågt prisnivå for årstida.

Den gjennomsnittlege kraftprisen i Nord- og Midt-Noreg i tredje kvartal var 160 og 162 kr/MWh. Tilsvarende pris var 127 kr/MWh i Aust-Noreg, 118 kr/MWh i Vest-Noreg og 130 kr/MWh i Sørvest-Noreg. Det vil seie at gjennomsnittsprisane var nær halvert samanlikna med tredje kvartal 2011, trass i at sommaren var litt kaldare og forbruket noko høgare i år.

#### **Lågare prisar i terminmarknaden**

Den gode ressurstilgangen i starten av tredje kvartal sørgja for eit framleis lågt prisnivå for kontraktane nærmast på terminkurva til den nordiske kraftbørsen Nasdaq OMX. Prisane fall i første halvdel av juli med mykje nedbør og våte værvarslar. I starten av august vart varslane tørrare, og kurvane peika noko opp, før dei igjen fall i første del av september.

Siste handelsdag i tredje kvartal vart terminkontraktane med levering i fjerde kvartal 2012 og første kvartal 2013 handla for 274 og 303 kr/MWh

ved Nasdaq OMX. Første handelsdag kosta dei to kontraktane derimot 291 og 315 kr/ MWh. Det vil seie at fjerdekvartalskontrakten hadde eit prisfall på 6 prosent i løpet av kvartalet, og førstekvartalskontrakten eit prisfall på 5 prosent.

#### **Prisfall i den tyske terminmarknaden**

#### **Prisnedgang i sluttbrukarmarknaden**

Tilsvarande kontraktar ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange (EEX) hadde eit prisfall på 3 og 1 prosent ifrå starten til slutten av tredje kvartal. Fallande kolprisar medverka til prisnedgangen.

Slik som i spot- og terminmarknaden var det òg prisfall i sluttbrukarmarknaden i tredje kvartal. Den gjennomsnittlege prisen på spotpriskontraktane i dei ulike prisområda vart redusert med 5,3 til 9,5 øre/kWh frå andre kvartal. I snitt kosta ein spotpriskontrakt 18,5; 18,9 og 22,9 øre/kWh i Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg. I Midt- og Nord-Noreg kosta tilsvarende kontraktar 22,9 og 18,1 øre/kWh.

Den gjennomsnittlege prisen på ein standardvariabelkontrakt var 24,7 øre/kWh, ein nedgang på 7,1 øre/kWh frå førre kvartal. Snitprisen på eitt- og treårige fastpriskontraktar var 39,6 og 43,5 øre/kWh. Det er ein nedgang på 1,4 og 0,7 øre/kWh frå førre kvartal.

## 1.1 Ressursgrunnlaget

### 1.1.1 Tilsig i Noreg

I tredje kvartal 2012 var tilslaget til dei norske kraftmagasina 49,5 TWh som er 9,1 TWh meir enn normalt og 4,3 TWh meir enn i same kvartal 2011. Dette er det nest høgaste tilslaget i dette kvartalet sidan starten av statistikk-perioden i 1958. Rekorden er frå 2009 med 49,6 TWh.

Dei første ni månadene i år har tilslaget vore 113,3 TWh. Det er 7,9 TWh høgare enn normalt, men 4,3 TWh mindre enn i same periode i 2011.

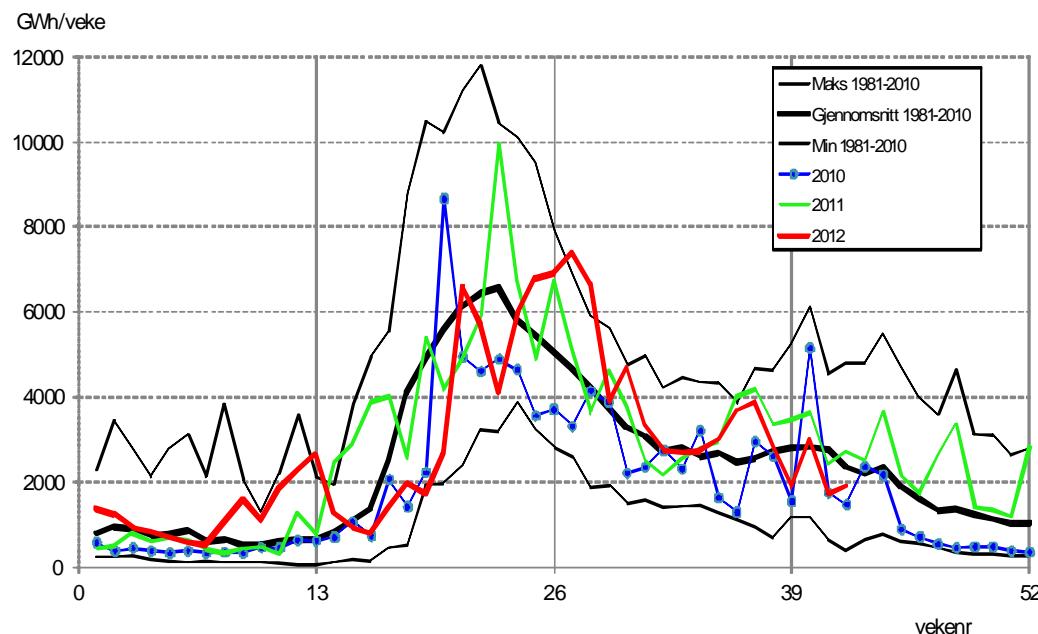
Resurstillgang TWh	3.kv. 2012	Avvik frå normalt	Siste 12 måneder	Avvik frå normalt
<b>Tilsig Noreg</b>	49,5	+ 9,1	144,9	+ 16,4
<b>Nedbør Noreg</b>	35,1	- 0,3	140,7	+ 12,2
<b>Tilsig Sverige</b>	22,3	+ 4,8	79,5	+ 17,1
<b>Snø Noreg</b>		Utgangen av 2. kv. 2012 Ca 150 % av normalt		Utgangen av 3. kv. 2012 Lite snø (om lag normalt)

Dei siste 12 månadene har tilslaget vore 144,9 TWh, eller 16,4 TWh meir enn normalt.

Dei siste 24 månadene har tilslaget vore 280 TWh eller 23 TWh meir enn normalt.

Fordelinga av tilslaget gjennom året er vist i figur 1.1.1. I tredje kvartal har tilslaget stort sett vore over normalt. Det skuldast at det var betydelig meir snø enn normalt i fjellet ved inngangen til tredje kvartal, noko som har gitt mykje smeltevatn i løpet av sommaren. Nedbøren i tredje kvartal har vore om lag som normalt.

Figur 1.1.1 Tilsig i Noreg i 2010, 2011 og 2012. GWh/veke. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot.



### 1.1.2 Tilsig i Sverige

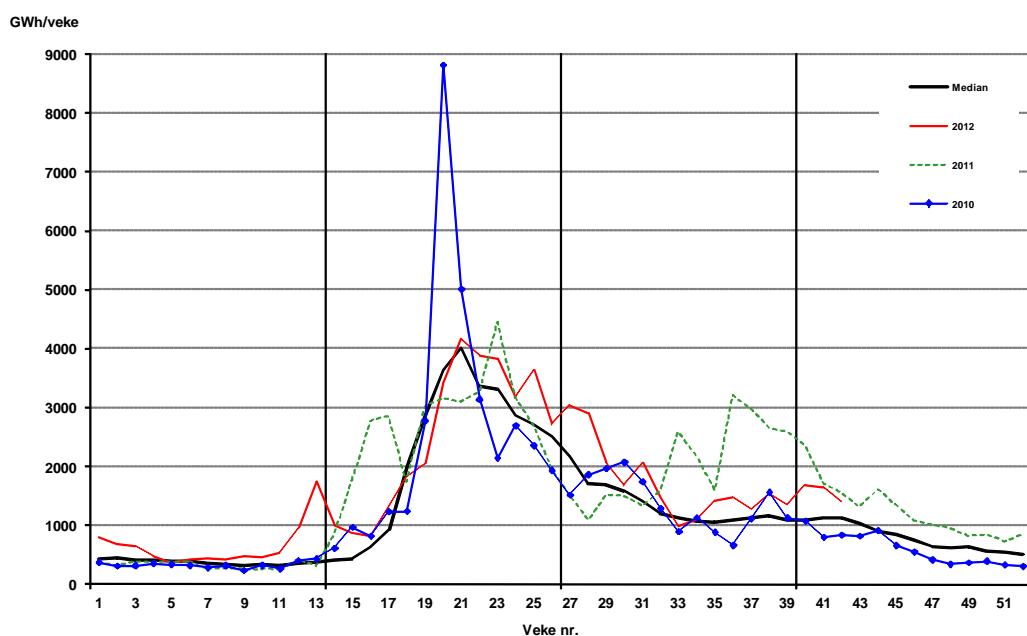
Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 22,3 TWh i tredje kvartal 2012. Det er 4,8 TWh meir enn normalt og 3,9 TWh mindre enn i same periode i 2011.

I årets ni første månader har tilsiget vore 63,4 TWh. Det er 11,4 TWh over normalt og 1,8 TWh lågare enn i same periode i 2011.

Dei siste 12 månadene har tilsiget til dei svenske kraftmagasina vore 79,5 TWh. Det er 17,1 TWh meir enn normalt og 6,6 TWh meir enn i tilsvarende periode eit år tidlegare.

Dei siste 24 månadene har tilsiget vore i underkant av 153 TWh. Det er nesten 28 TWh meir enn normalt.

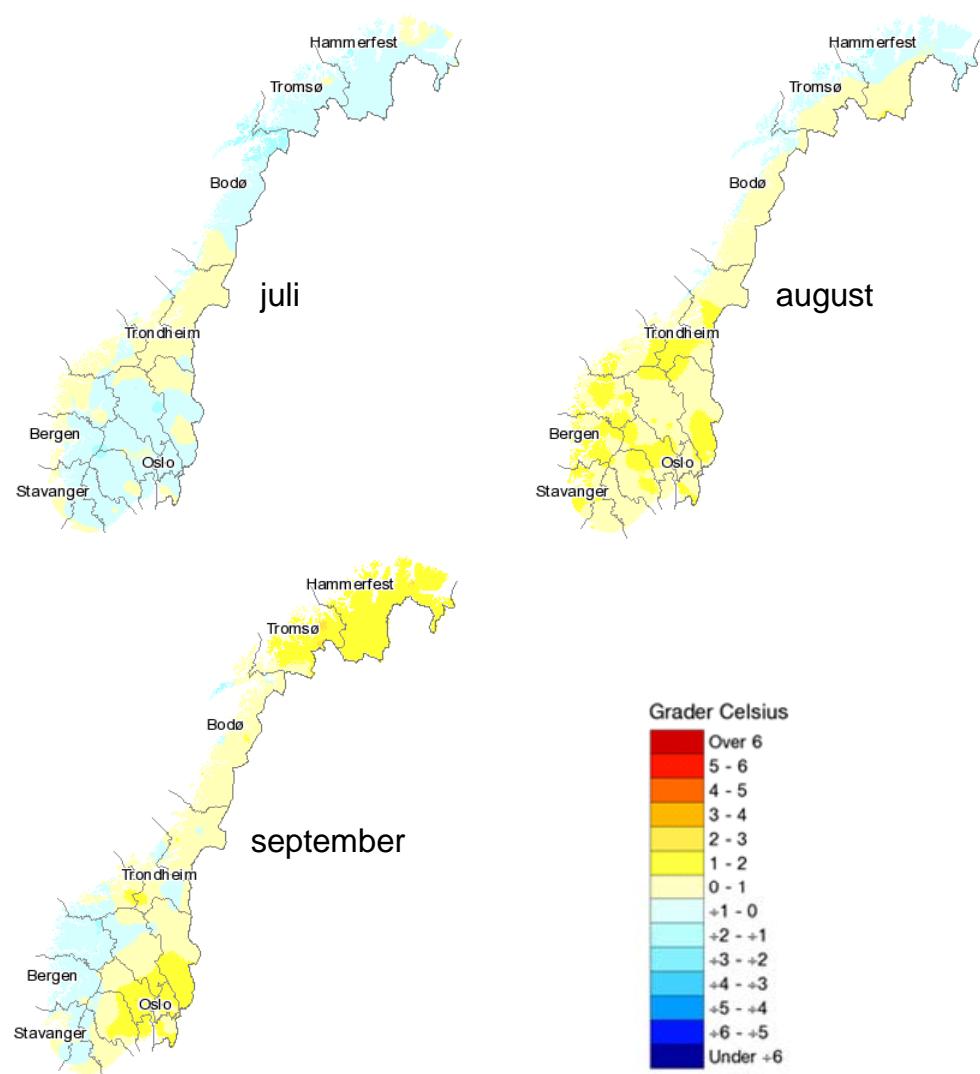
**Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2010, 2011 og 2012. GWh/veke. Kjelde: Svensk energi**



### 1.1.3 Temperatur

Temperaturane i Noreg var i juli litt under normalt, i august litt over normalt og i september om lag som normalt, men med lokale skilnader. I fjellet var temperaturane noko høgare enn normalt.

Figur 1.1.3 Temperaturavvik i °C frå normalt (1971-2000) for juli, august og september 2012. Kjelde: NVE og met.no

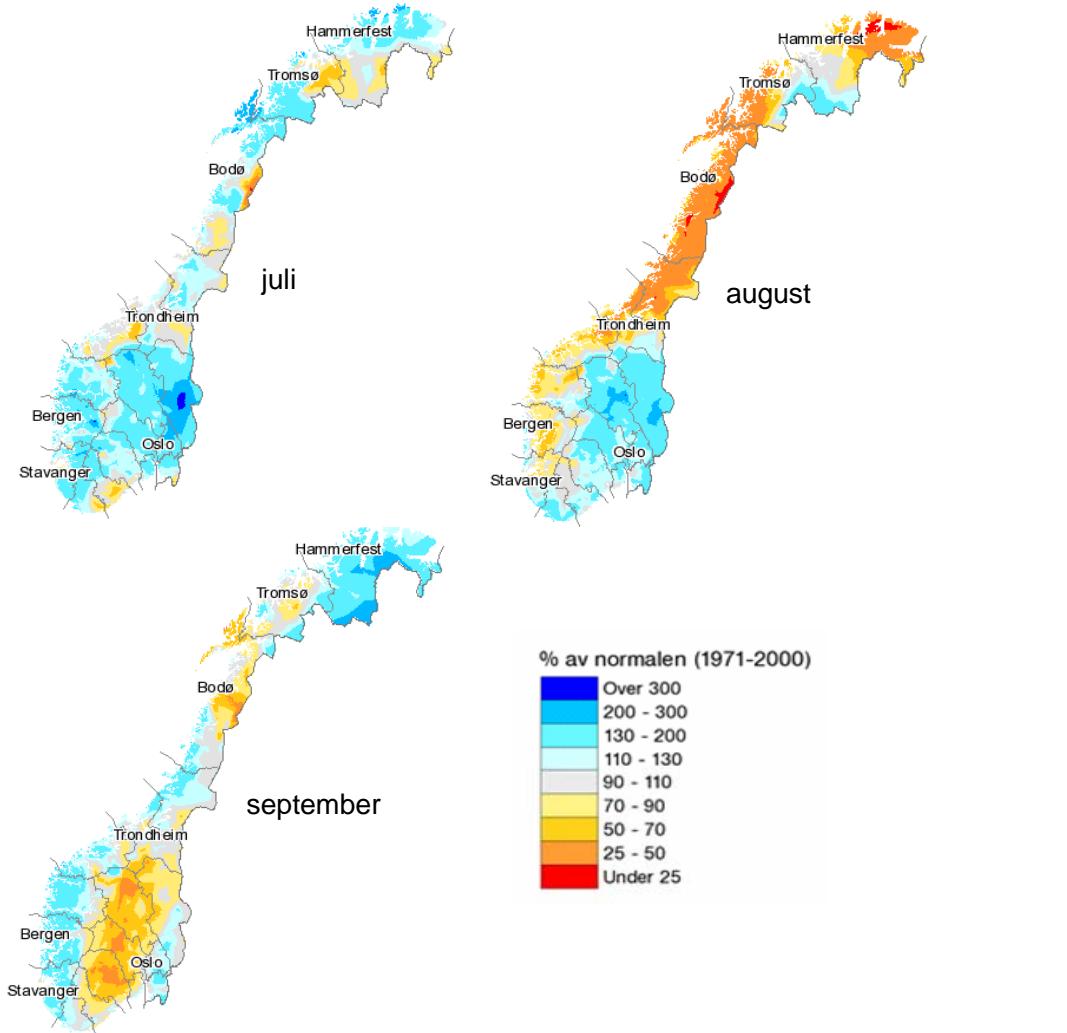


#### 1.1.4 Nedbør

I juli kom det kring 125 prosent av normal nedbør i Noreg. Ved målestasjonen Rena i Hedmark, som har observasjonar tilbake til 1895, vart det sett ny månadsrekord for juli med drygt 260 mm. Det er om lag tre gonger normal julinedbør. I fjellet i Sør-Noreg var det meir normale nedbørtihøve.

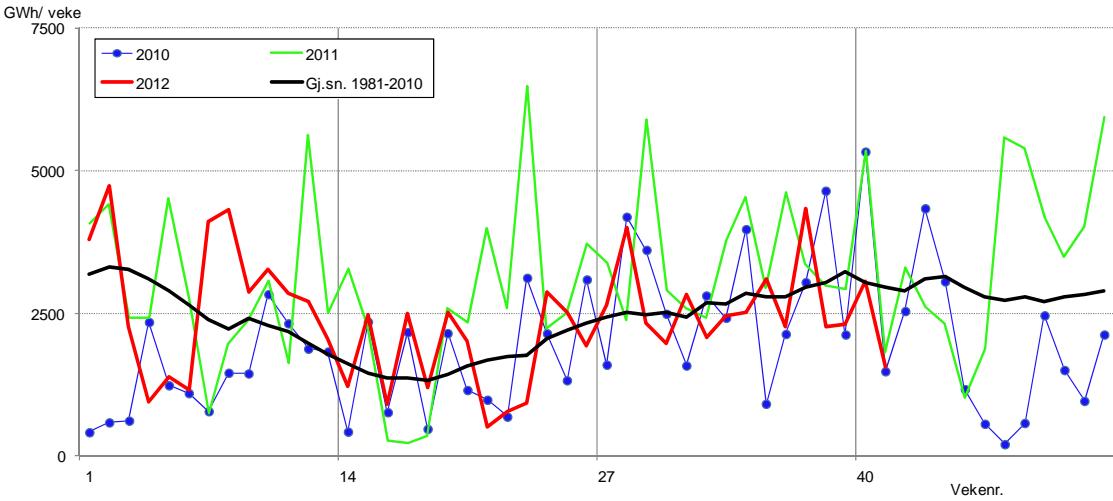
I august og september kom det om lag normale nedbørmengder, men det var store lokale skilnader. Mellom anna var det i august jamt mindre nedbør enn normalt frå Trøndelag og nordover, medan Aust- og Sørlandet fekk meir enn normalt. 6. og 7. august råka ekstremvêret Frida områda frå Vest-Agder til Buskerud. Spesielt mykje nedbør og store skader vart det i Nedre Eiker i Buskerud. I magasinområda i fjellet ga dette uvêret berre moderate nedbørmengder.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) for juli, august og september 2012. Kjelde: NVE og met.no.



I tredje kvartal kom det om lag 35 TWh nedbøren energi. Det er om lag som normalt. Dei siste 12 månadene har det kome 141 TWh, eller 12 TWh meir enn normalt.

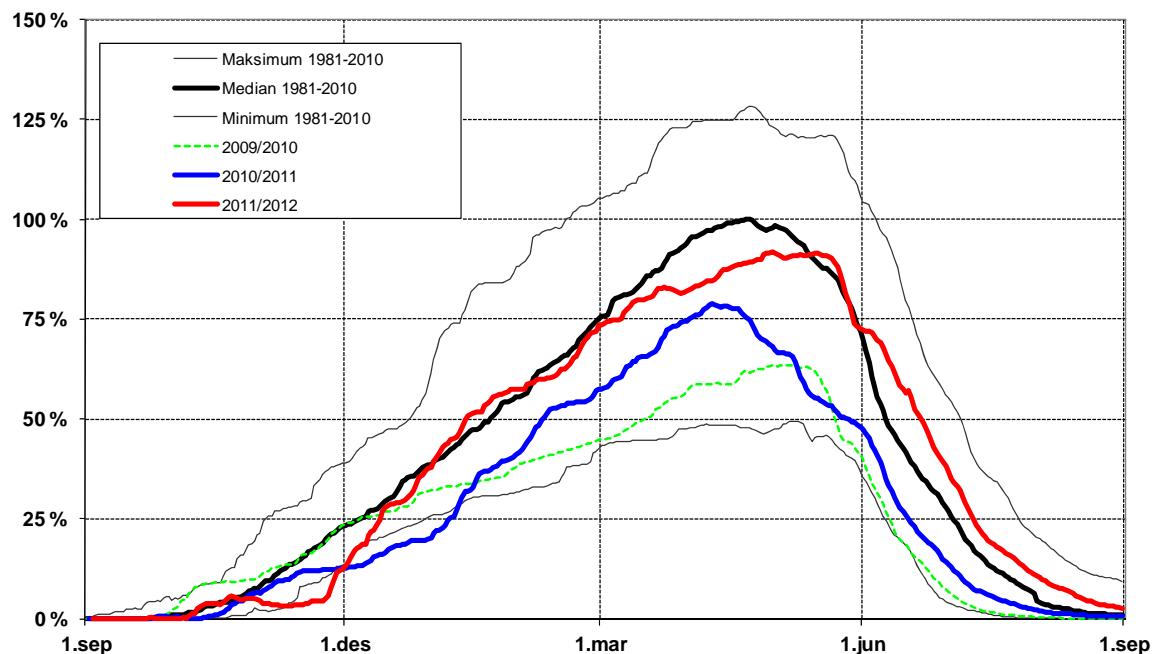
**Figur 1.1.5 Berekna nedbøren ergi i 2010, 2011 og 2012. GWh/ veke. Kjelde: NVE**



### 1.1.5 Snø

I figur 1.1.6 er utviklinga av snømagasinet gjennom året vist. Snøsmeltinga kom seint i gong i fjellet, slik at sjølv om det kom mindre snø enn normalt sist vinter, var det ved starten av tredje kvartal betydeleg meir snø enn normalt i mange av fjellområda. I høve til normalt var det ved starten av kvartalet om lag 50 prosent meir snø enn normalt. Av figuren ser ein at det meste av snøen smelta i løpet av tredje kvartal.

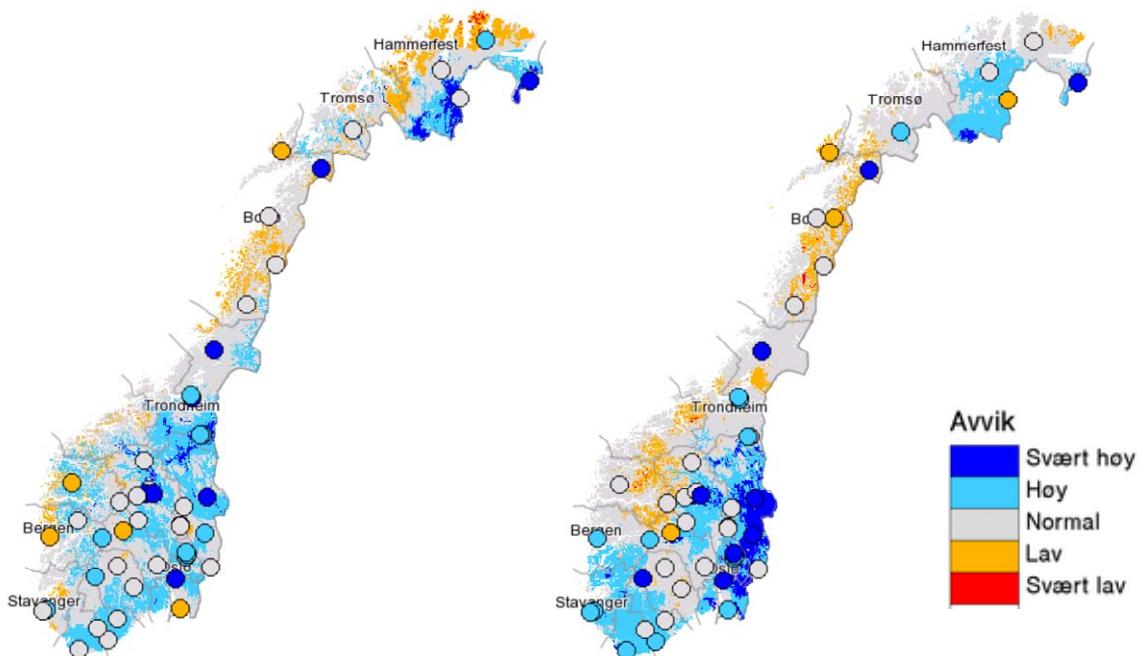
**Figur 1.1.6 Utviklinga av snømagasinet vintrane 2009/10, 2010/11 og 2011/12 i prosent av median for perioden 1981 - 2010. Kjelde NVE.**



### 1.1.6 Grunn- og markvatn

Grunnvasstanden var i høve til normalt ved utgangen av andre og tredje kvartal og er vist i figur 1.1.7. Mykje nedbør i dei austlege delane av Sør-Noreg i juli og august ga grunnvasstandar over normalt i desse områda også ved utgangen av tredje kvartal. I fjellet i Sør-Noreg var det meir normale tilhøve. I enkelte område på Vestlandet og i Nordland var grunnvassnivået noko lågare enn normalt. I sum for kraftmagasinområda var grunn- og markvatn om lag som normalt ved utgangen av tredje kvartal.

Figur 1.1.7 Grunnvasstand 30. juni (venstre) og 30. september 2012 (høgre) som avvik i høve til normalt for perioden 1981 - 2010. Sirklane representerar målt grunnvassnivå dei aktuelle datoane. Kjelde NVE.



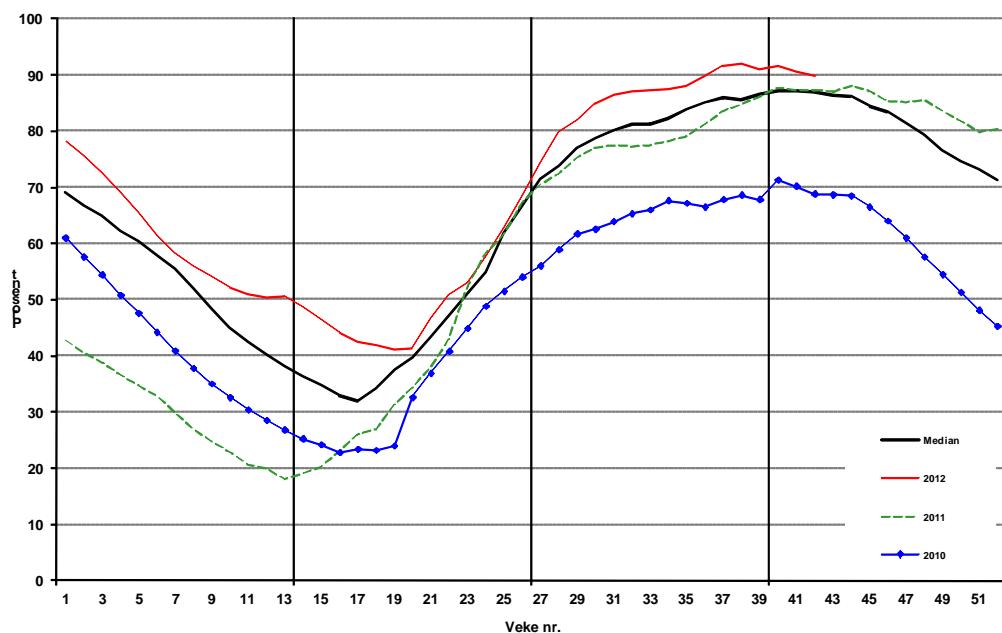
## 1.2 Magasinutviklinga

### 1.2.1 Noreg: Høgt tilsig ga godt over normal magasinfylling

Ved inngangen til tredje kvartal 2012 var fyllingsgraden for norske magasin 68,4 prosent. Det er 1,8 prosenteiningar over normalt<sup>1</sup> for årstida og 1,2 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2011. Ein sommar med sein snøsmelting og høgt tilsig førte til større auke i magasinfyllinga enn normalt, og ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 91,1 prosent, eller 4,5 prosenteiningar over normalt for årstida. Fyllinga ved utgangen av 3. kvartal 2012 var 5,0 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2011. Det svarar til ei energimengde på 4,2 TWh.

Magasin-fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 3. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2012	2011	Median	
Noreg	91,1	86,1	86,6	84,3
Sverige	88,3	90,4	81,7	33,8
Finland	75,6	60,3	68,0	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2010, 2011 og 2012, prosent.  
Kjelde: NVE



### 1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

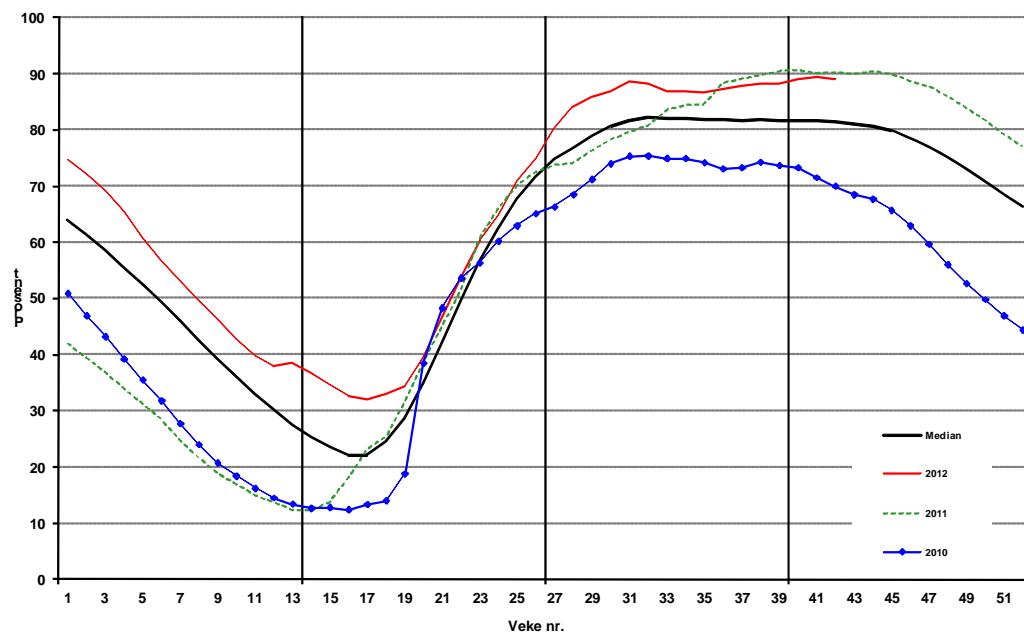
Ved inngangen til tredje kvartal 2012 var fyllingsgraden for svenske magasin 74,9 prosent. Det er 3,4 prosenteiningar over medianverdien<sup>2</sup> til same tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 88,3 prosent, eller 6,6 prosenteiningar over medianverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av tredje kvartal 2012 var 2,1 prosenteiningar lågare enn til same tid i 2011. Det svarar til ei energimengde på 0,7 TWh.

<sup>1</sup> Median for perioden 1990-2011

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

**Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,8 TWh) i 2010, 2011 og 2012, prosent.**

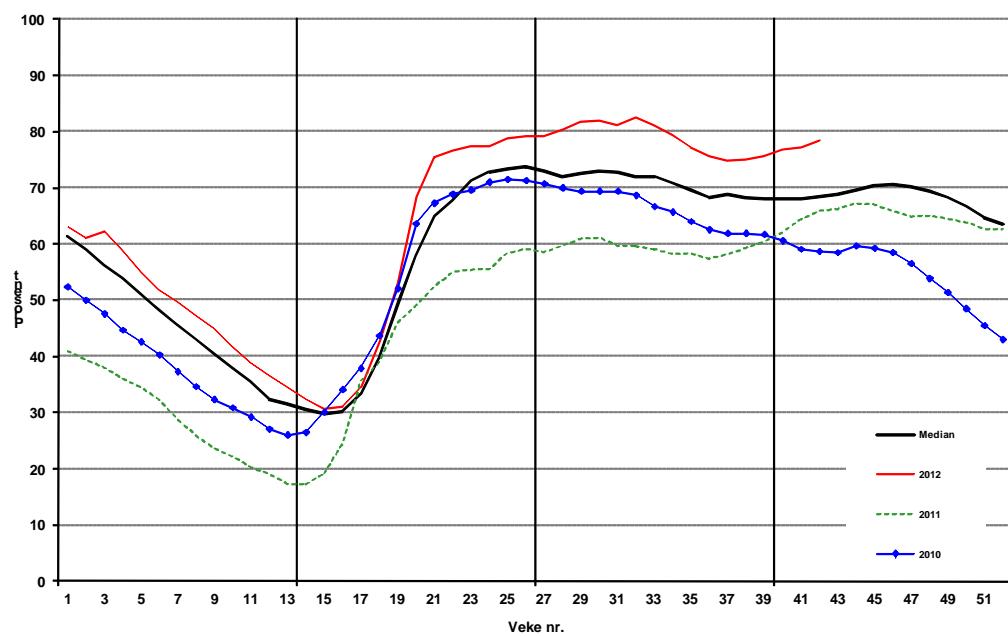
Kjelde: Svensk Energi



Ved inngangen til tredje kvartal 2012 var fyllingsgraden for finske magasin 79,2 prosent. Det er 5,5 prosenteiningar over medianverdien til same tid for perioden 1978-2006. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 75,6 prosent, eller 7,6 prosenteiningar over medianverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av tredje kvartal 2012 var 15,3 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2011. Det svarar til ei energimengde på 0,8 TWh.

**Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasin (100 prosent = 5,5 TWh) i 2010, 2011 og 2012 prosent.**

Kjelde: Nord Pool Spot



I sum var det dermed lagra 0,1 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 110,8 TWh, eller 4,3 TWh meir enn til same tid i 2011 og 6,4 TWh meir enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

### 1.3 Produksjon

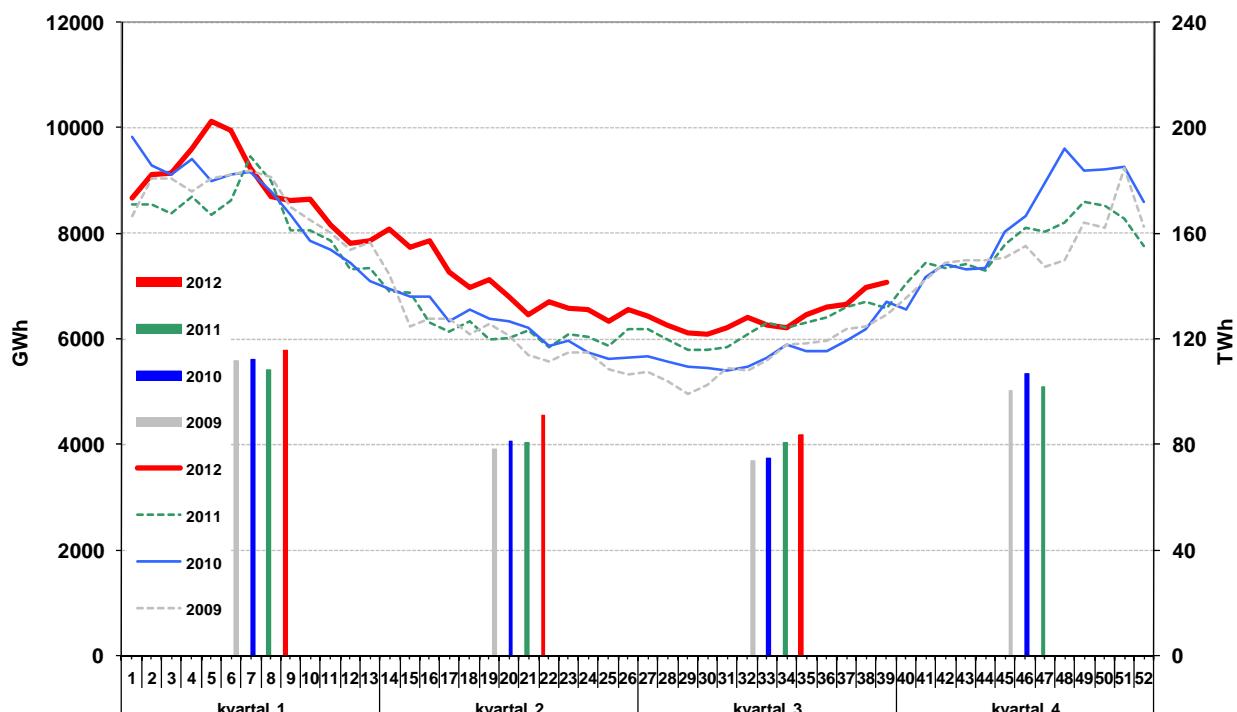
I tredje kvartal 2012 vart det produsert 84,1 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 2,3 TWh meir enn i tredje kvartal 2011. Ikkje sidan 2007 har kraftproduksjonen i Norden vore så høg i tredje kvartal.

Auken har samanheng med høge tilsig som medverka til høg vasskraftproduksjon gjennom kvartalet.

Vasskraftproduksjonen var 2,7 TWh høgare i tredje kvartal i år enn i fjor. Det var òg høgare kjernekraftproduksjon i dette kvartalet i år.

Dei siste 52 vekene har det vore produsert 394,3 TWh kraft i Norden. Det er ein auke på 14,5 TWh jamfört med dei føregåande 52 vekene.

**Figur 1.3.1 Samla nordisk kraftproduksjon, 2009 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh/kvartal. Kjelde: Nord Pool Spot**



Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for dei siste 52 vekene fordelt på teknologiar. Her kjem det tydeleg frem at vasskraftproduksjonen har vore monaleg høgare dei siste 52 vekene enn i den føregåande 52-vekers perioden. Dei siste 52 vekene har vasskraftproduksjonen vore 233,6 TWh. Det er 39,5 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Auken har hovudsakleg samanheng med høgare magasinfylling ved inngangen til fjerde kvartal 2011 enn eitt år tidlegare, men òg høgare tilsig dei siste 52 vekene. I tredje kvartal 2012 var vasskraftproduksjonen 51,9 TWh. Det er 2,7 TWh høgare enn i same kvartal i fjor.

Det har vore produsert 78,1 TWh kjernekraft i Norden dei siste 52 vekene. Det er 2,2 TWh mindre enn i dei føregåande 52 vekene. I tredje kvartal 2012 var kjernekraftproduksjonen 18,7 TWh, ein auke på 1,1 TWh frå tredje kvartal i 2011.

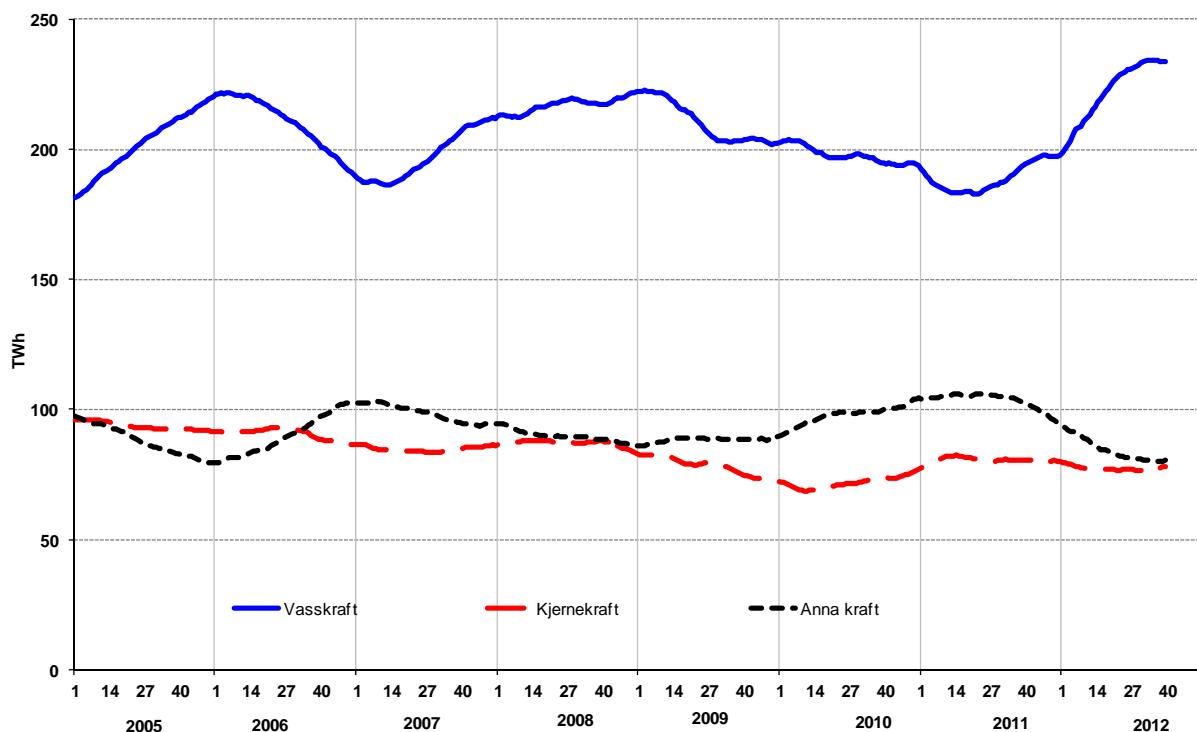
Anna kraftproduksjon, bestående av vind- og termisk kraftproduksjon, har falle vesentleg dei siste 52 vekene. I denne kategorien har produksjonen vore 80,5 TWh dei siste 52 vekene. Det er 21,8 TWh mindre enn i dei føregåande 52 vekene.

Dei høge kraftprisane mot slutten av 2010 og i første halvår 2011 medverka til god lønsemd for termisk kraftproduksjon. I fjerde kvartal 2011 fall produksjonen i denne kategorien, etter å ha meir eller mindre stige sidan starten av 2009. Det skuldast mellom anna høgare vasskraftproduksjon og lågare kraftteterspurnad, som resulterte i lågare kraftprisar og dermed dårlegare lønsemd for termisk kraftproduksjon. I første halvdel 2012 heldt denne trenden fram.

I tredje kvartal i år utgjorde anna kraftproduksjon 13,2 TWh. Det tilsvarer ein nedgang på 0,9 TWh frå tredje kvartal 2011. Dei siste vekene av tredje kvartal i år var anna kraftproduksjon høgare enn på same tid i fjor.

Vasskraftproduksjonen har utgjort nesten 60 prosent av den samla kraftproduksjonen i Norden dei siste 52 vekene, medan kjernekraft- og anna kraftproduksjon har stått for høvesvis 20 og 21 prosent.

**Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2005 – 2012, sum for dei siste 52 vekene, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



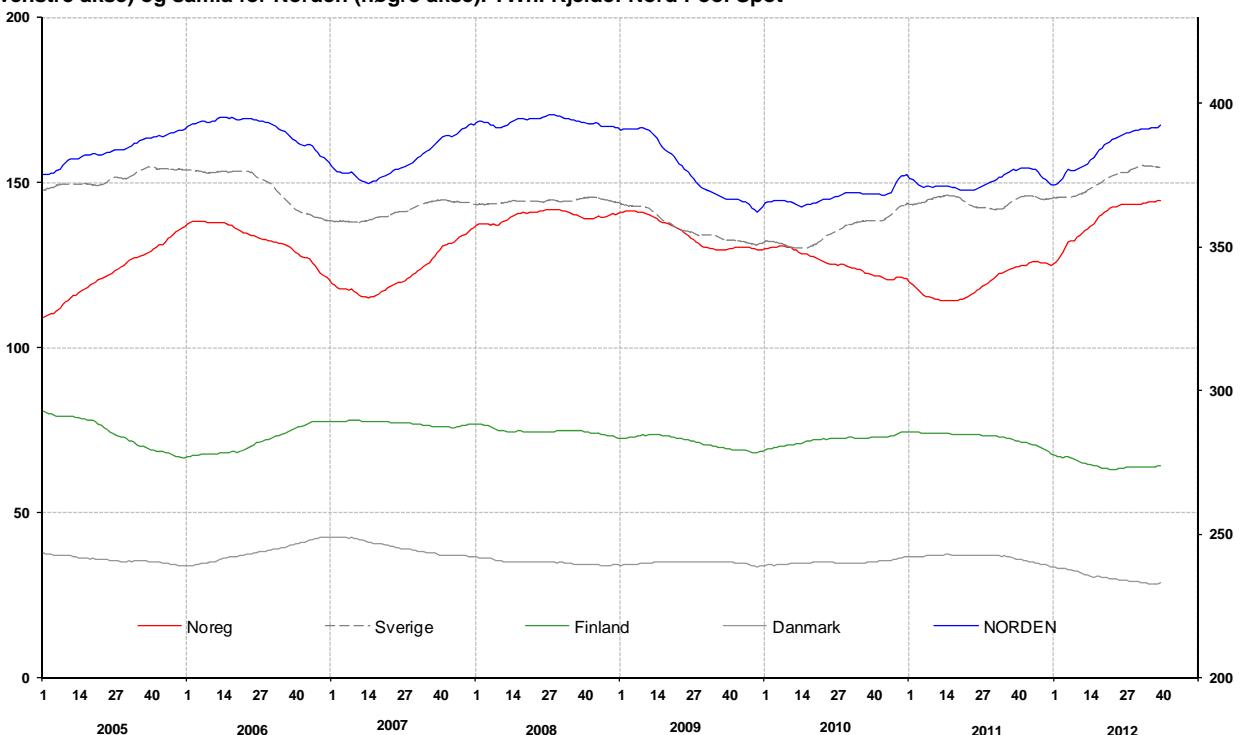
Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for dei siste 52 vekene fordelt på land. Produksjonen i Noreg er dominert av vasskraft, og endringane i den norske kraftproduksjonen følgjer såleis i stor grad endringane i vasskraftproduksjonen i figur 1.3.2. Produksjonen i Noreg hadde ein negativ trend i 2009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

I første halvdel av 2012 stig ho bratt igjen, ettersom magasinfyllinga er god og det er høg etterspurnad etter kraft på Kontinentet, før den flatar ut igjen i tredje kvartal.

I Sverige utgjer vass- og kjernekraft mesteparten av kraftproduksjonen. Høgare svensk kjernekraftproduksjon i store deler av 2010 medverka til at den stipla svenske kurva i figur 1.3.3 stig utover dette året. Mindre vasskraftproduksjon trakk i motsatt retning i starten av 2011. Lågare kjernekraftproduksjon i andre kvartal 2011 enn i same kvartal året før medverka til at den svenske kurva tippa nedover igjen i løpet av kvartalet. Dei siste 52 vekene har auka vasskraftproduksjon medverka til at kurva hovudsakleg peika oppover, men lågare kjernekraftproduksjon flatar ut kurva i periodar.

I Danmark og Finland, der termisk kraftproduksjon er dominerande, er produksjonen meir stabil over tid. Kraftprisane vil typisk falle i periodar med høg vass- og kjernekraftproduksjon. I slike tilfelle fell òg gjerne anna termisk kraftproduksjon. I figur 1.3.3 ser ein at kraftproduksjonen fall noko i Danmark og Finland i 2008 og starten av 2009, då det var høg produksjon i Noreg og Sverige. Låg etterspurnad medverka til at produksjonen i alle landa fall i 2009. I kalde og tørre 2010 auka den termiske produksjonen igjen, noko som ein ser på den finske kurva som stig jamt gjennom heile 2010. For 2011 er derimot situasjonen ein annen, med ei fallande finsk kurve for heile året. Kurva viser at det var ein liten auke i dansk kraftproduksjon i byrjinga av 2011, og produksjonen heldt seg deretter stabil fram til kurva fell i fjerde kvartal. Årsaka til at den finske kurva fall allereie frå starten av 2011, er lågare vasskraftproduksjon. Hovudårsaka til at produksjonen i både Danmark og Finland fall i fjerde kvartal 2011, var lågare termisk kraftproduksjon. Denne trenden holdt fram i første halvår 2012. I tredje kvartal 2012 stig den finske kurva igjen. Det skuldast høgare vasskraftproduksjon.

**Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2005 – 2012, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse). TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**

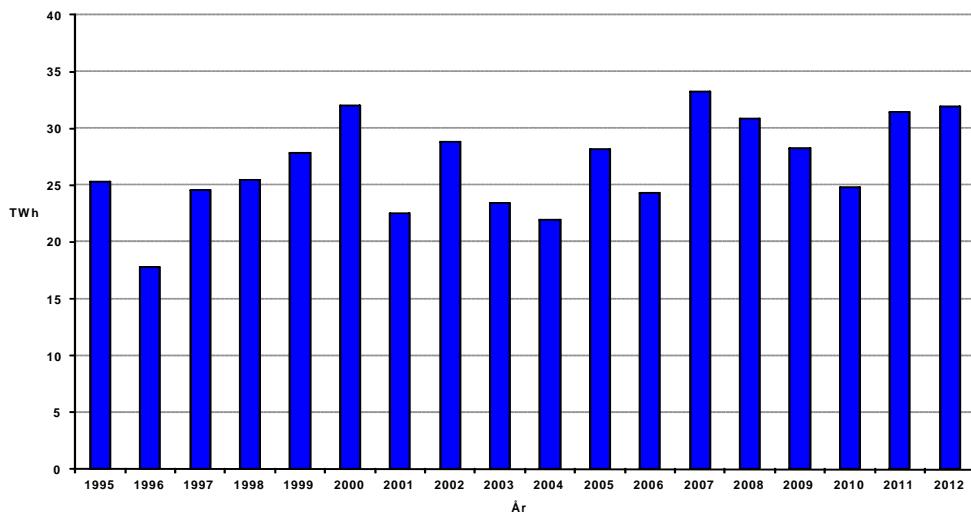


### 1.3.1 Noreg: høg kraftproduksjon

Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 32,0 TWh i tredje kvartal 2012. Det er ein auke på 1,7 prosent frå same periode i fjor. Produksjonen i tredje kvartal er den tredje høgaste som er registrert i dette

kvartalet og berre 1,2 TWh lågare enn rekorden frå 2007. Auken i produksjonen heng saman med høgt tilsig og høg magasinfylling.

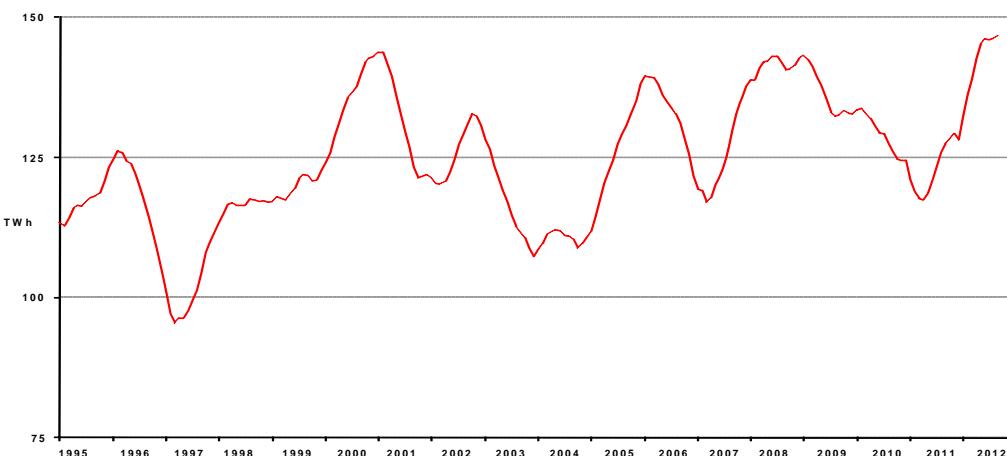
**Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i tredje kvartal for perioden 1995-2012, TWh. Kjelde: NVE**



I årets ni første månader var produksjonen 108,4 TWh. Det er 18,6 TWh meir enn i same periode i 2011, dvs. ein auke på 20,7 prosent. Produksjonen dei første ni månadene er den høgaste nokon gong.

Dei siste 12 månadene er det produsert 146,7 TWh elektrisk kraft i Noreg, mot 127,5 i tilsvarande periode året før. Det er ein auke på 15,1 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er ny rekord og om lag 9,5 TWh over gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) som er berekna til litt over 137 TWh ved utgangen av 2011. Det var først og fremst høgt tilsig og høg magasinfylling som førte til auken i kraftproduksjonen dei siste 12 månadene.

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



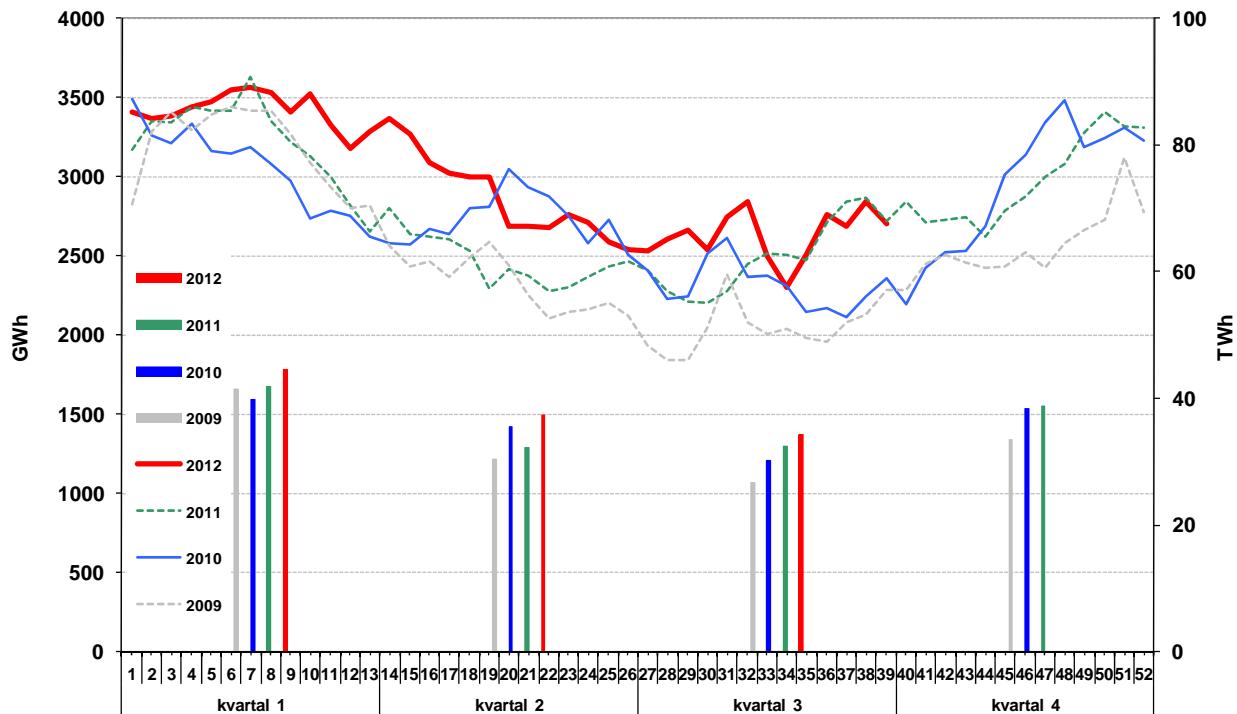
Den norske kraftproduksjonen varierar med tilsiget. Tørrvêrsperiodane i 1996 og 2002 resulterte i låg produksjon, medan våtåra 2000 og 2005 ga høg produksjon. Tilsigssvikten hausten 2002 var så kraftig at den fekk følgjer for produksjonen heilt fram til utgangen av 2004. På same måte har lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommaren og hausten 2006 ført til låg produksjon. Høgt tilsig i 2008 førte til høg produksjon, medan lågt tilsig i 2010, som følgje av svært lite snø vinteren 2009/2010, førte til låg produksjon. Høgt tilsig i 2011 og hittil i 2012 mar medverka til høg produksjon.

### 1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

I tredje kvartal vart det produsert 34,2 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 1,8 TWh meir enn i same kvartal 2011. Kjernekraftproduksjonen var 1,3 TWh høgare enn for tredje kvartal 2011. Vass- og anna kraftproduksjon auka med høvesvis 0,2 og 0,3 TWh.

Medan vasskraftproduksjonen utgjorde 50 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i tredje kvartal 2012, stod kjerne- og anna kraftproduksjon for høvesvis 40 og 10 prosent.

**Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2008 – 2012, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



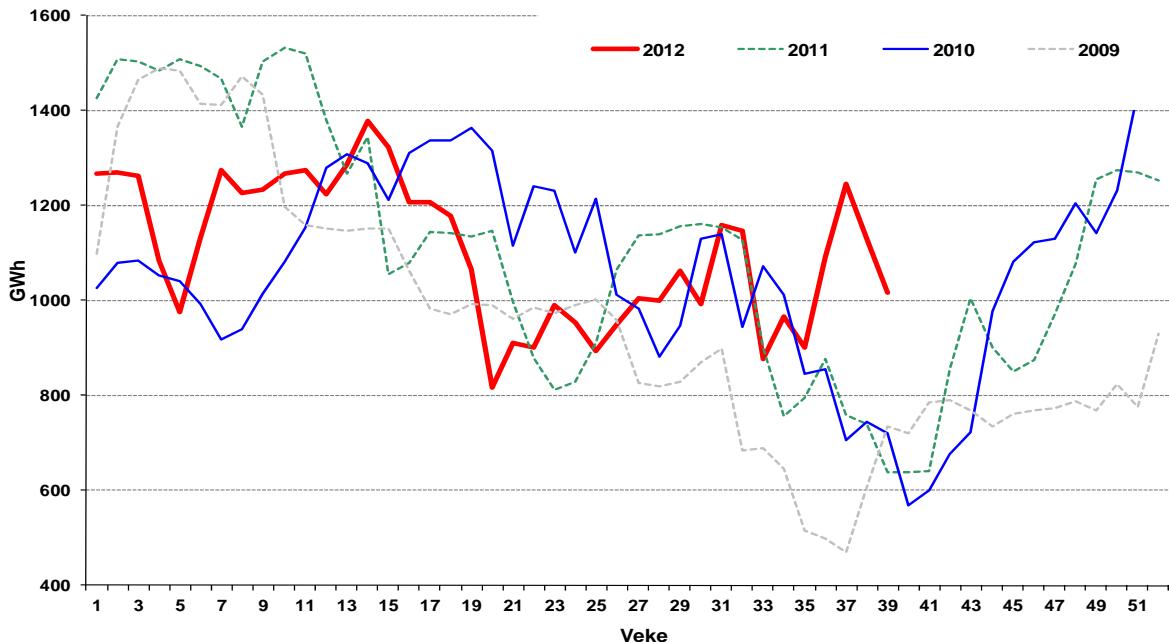
Figur 1.3.7 viser produksjonen frå svenske kjernekraftverk kvar veke dei siste fire åra. Kapasiteten er normalt sett høg ved inngangen til sommarmånadene. Kapasiteten går så noko ned om sommaren på grunn av vedlikehaldsarbeid, for så å auke igjen utover hausten når kraftverka kjem tilbake i drift.

Figuren viser at produksjonen var låg etter sommaren 2009 og fram til våren 2010. Dette skuldast forsinka oppstart etter revisjon, samt tekniske problem som førte til at anlegg vart tekne ut av drift. For å bruke opp brenselsladningane kom derfor det årlege vedlikehaldet av kjernekraftverka i gang noko seinare enn vanleg i 2010. Dette førte til at produksjonen sommaren og starten av hausten 2010 var høgare enn normalt for årstida. Ved slutten av kvartalet kom vedlikehaldsarbeidet i gang, og produksjonen var nede på 2009-nivå. Utover fjerde kvartal 2010 kom kjernekraftverka sakte, men sikkert i drift igjen etter den forsinka revisjonen. Dette ser vi tydeleg på figur 1.3.7, men også figur 1.3.6 er påverka av sterk auke i kjernekraftproduksjonen gjennom kvartalet.

I første kvartal 2011 var kjernekraftproduksjonen i Sverige monaleg høgare enn i same periode i 2010. Den var også høgare enn første kvartal i 2009. 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. Tekniske problem med fleire kjernekraftverk bidrog også til lite tilgjengeleg kjernekraftkapasitet mot slutten av tredje kvartal 2011. Denne situasjonen betra seg utover fjerde kvartal. Men i starten av 2012 var det igjen problem ved fleire av kjernekraftverka.

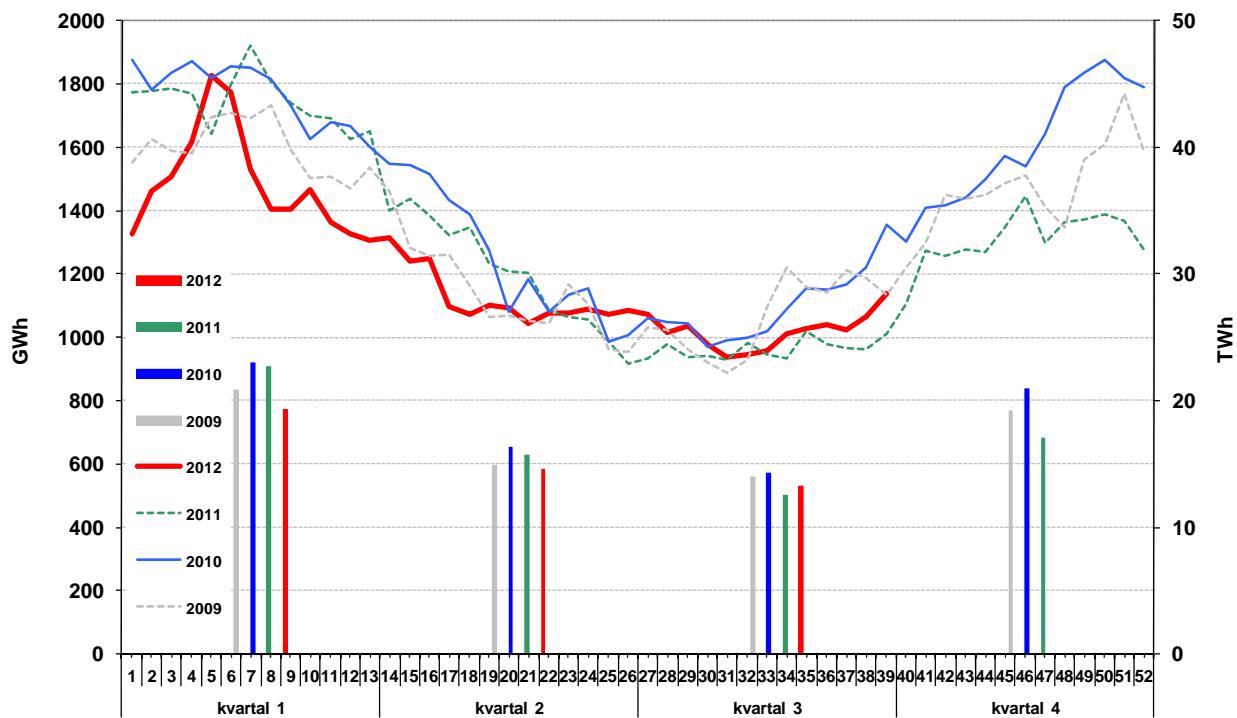
I tredje kvartal var kjernekraftproduksjonen 13,6 TWh. Ikkje sidan 2008 har den svenske kjernekraftproduksjonen vore så høg i tredje kvartal.

**Figur 1.3.7 Svensk kjernekraftproduksjon 2009-2012, GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi**



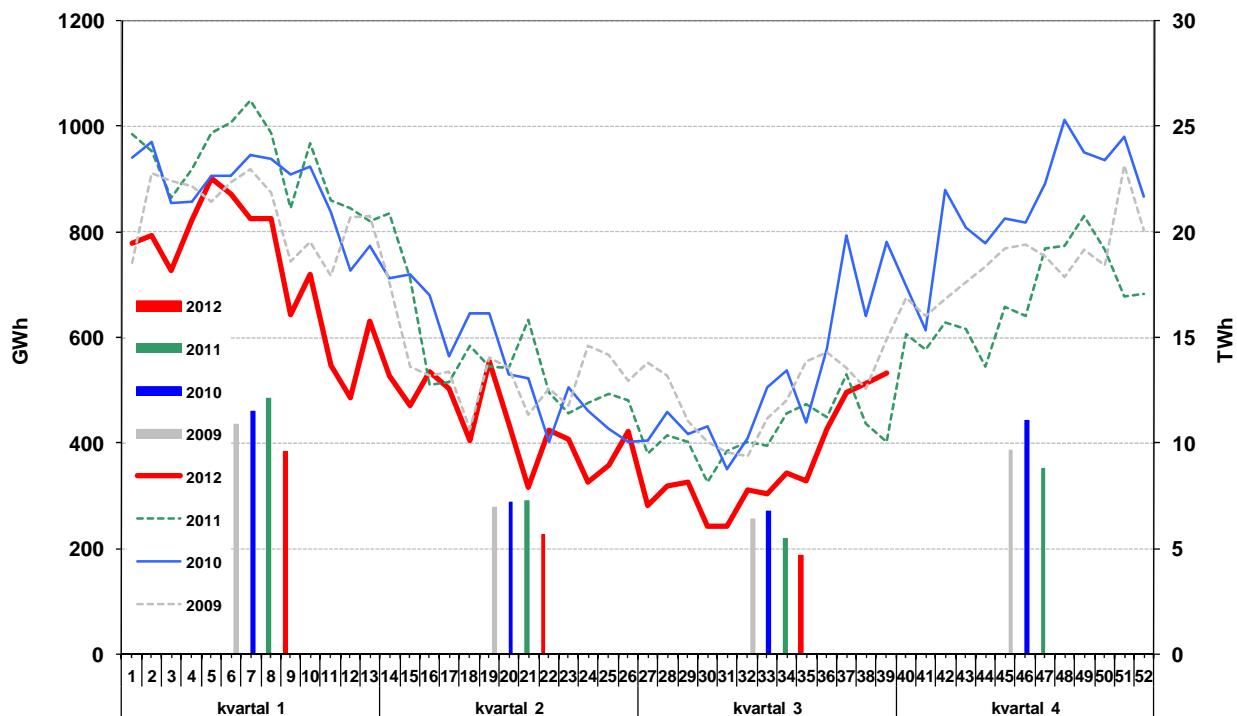
I tredje kvartal 2012 vart det produsert 13,2 TWh elektrisk kraft i Finland, ein auke på 0,7 TWh frå tredje kvartal i 2011. Vasskraftproduksjonen auka med 1,3 TWh, medan kjernekraftproduksjonen var om lag uendra. Kategorien anna kraftproduksjon består hovudsakleg av termisk kraftproduksjon, og hadde ein nedgang på 0,5 TWh i tredje kvartal 2012. Vasskraft utgjorde 29 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland i tredje kvartal. Kjerne- og anna kraftproduksjon stod for høvesvis 38 og 32 prosent.

Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2008 – 2012, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



I tredje kvartal 2012 vart det produsert 4,7 TWh elektrisk kraft i Danmark, noko som tilsvarer ein nedgang på 0,8 TWh frå tredje kvartal i 2011. Det vart produsert 2,0 TWh vindkraft, mot 1,8 TWh i same kvartal i fjor.

Figur 1.3.9 Dansk produksjon, 2008 – 2012, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



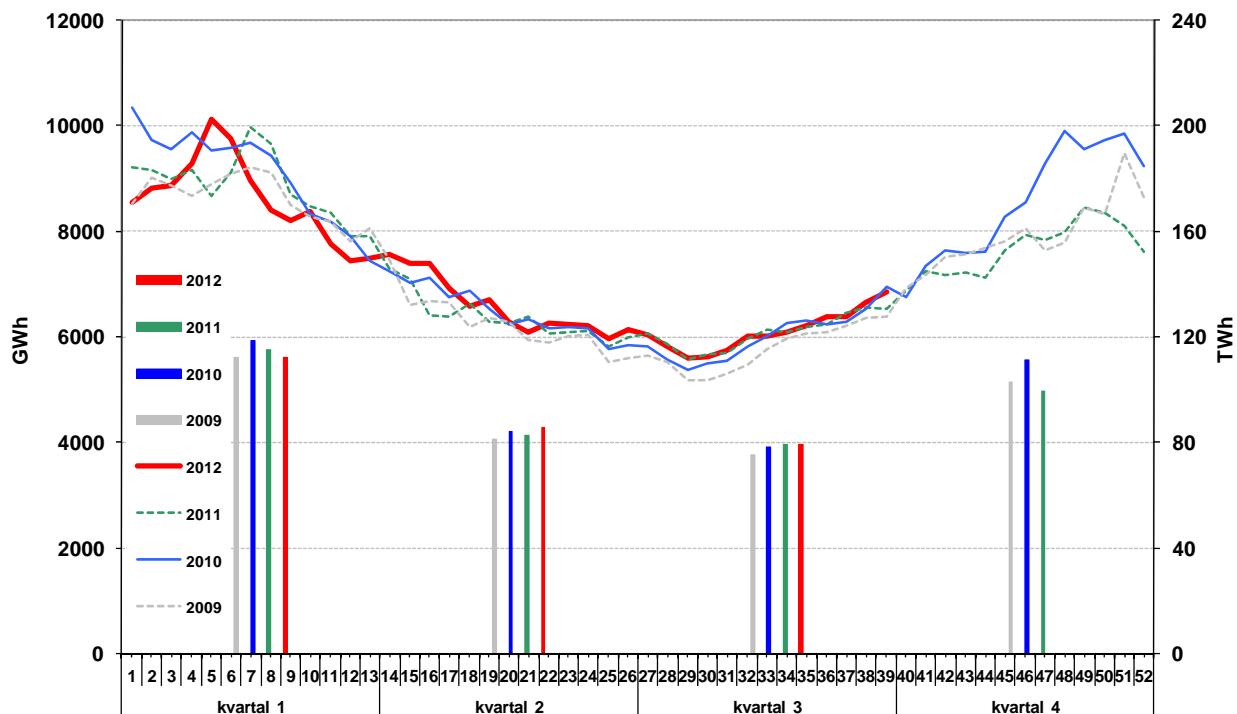
## 1.4 Forbruk

Det samla nordiske kraftforbruket var 79,7 TWh i tredje kvartal 2012. Det er 0,3 TWh lågare enn i same kvartal året før.

Dei siste 52 vekene har forbruket i Norden vore 378,6 TWh. Det er 13,1 TWh lågare enn i dei føregåande 52 vekene. Nedgangen har samanheng med mildare vær dei siste 52 vekene.

Spesielt trakk det kalde været i fjerde kvartal 2010 i retning av høgare forbruk dei føregåande 52 vekene.

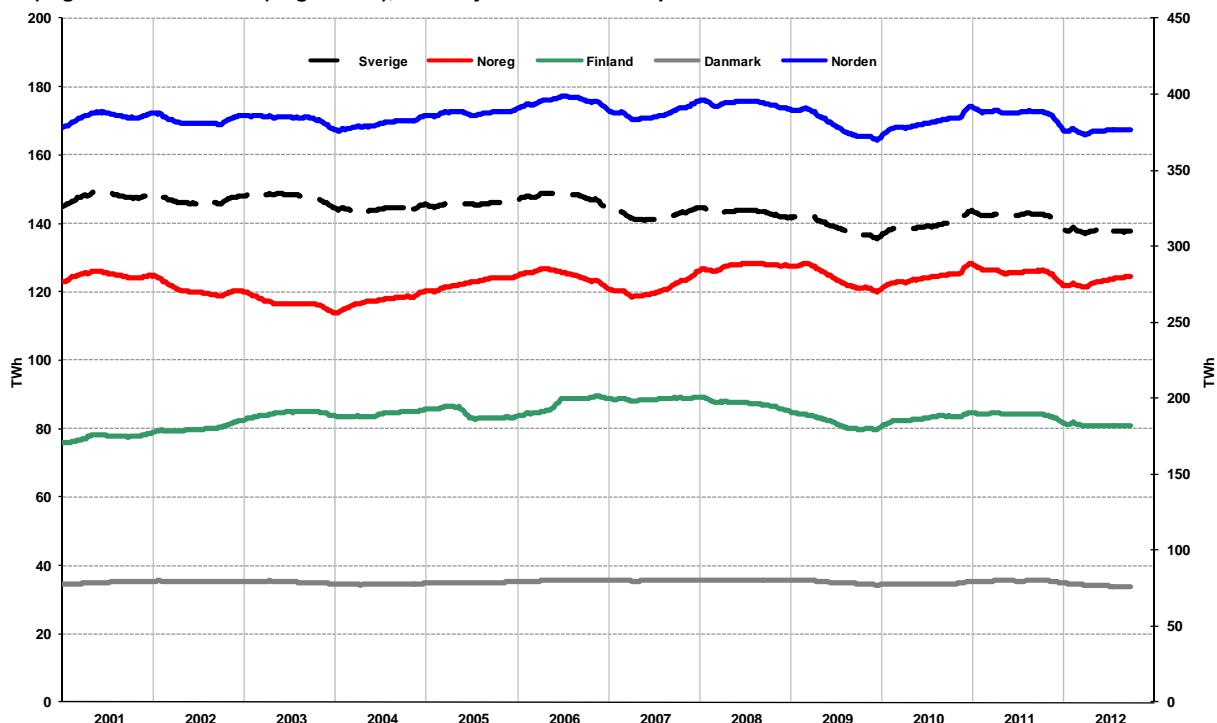
**Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2008 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for dei siste 52 vekene, fordelt på land. Lågare kraftetterspurnad som følgje av finanskrisa visast på figuren som fallende forbruk i Norden frå fjerde kvartal 2008. Denne trenden snudde omkring årsskiftet 2009/2010. Det kalde været medverka til det. I 2011 fell kurva igjen, særleg mot slutten av fjerde kvartal. Det har samanheng med mildare vær enn i 2010, særleg mot slutten av året. I andre kvartal 2012 snur kurva noko opp igjen – noko som har samanheng med lågare temperaturar enn på same tid året før. I tredje kvartal flatar kurva ut.

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

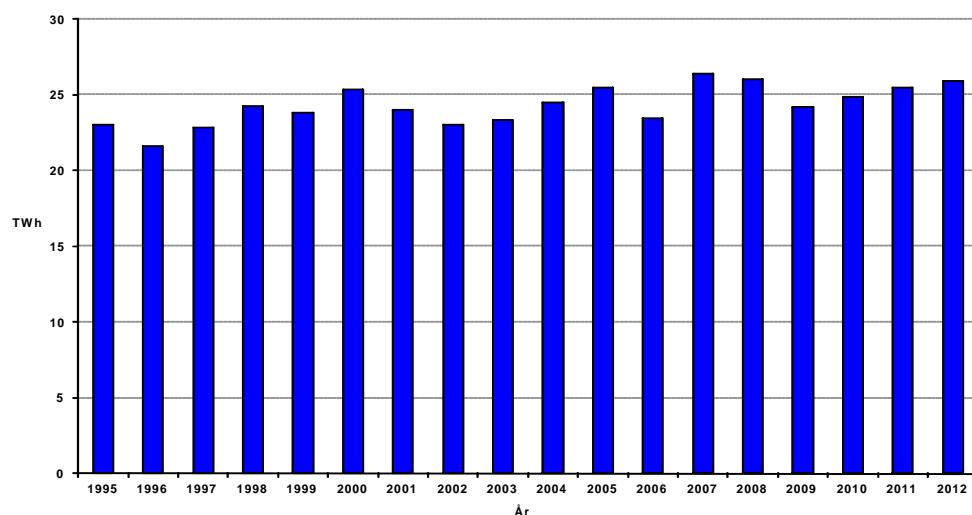
**Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2012, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



#### 1.4.1 Noreg: auke i kraftforbruket i tredje kvartal

Det norske elektrisitetsforbruket var i tredje kvartal 26,0 TWh mot 25,5 TWh i same kvartal i 2011. Det er ein auke på 1,9 prosent. Auken heng saman med lågare kraftprisar og at tredje kvartal 2012 var ein god del kaldare enn same kvartal eit år før. Forbruket i tredje kvartal i år er det tredje høgaste nokon gong.

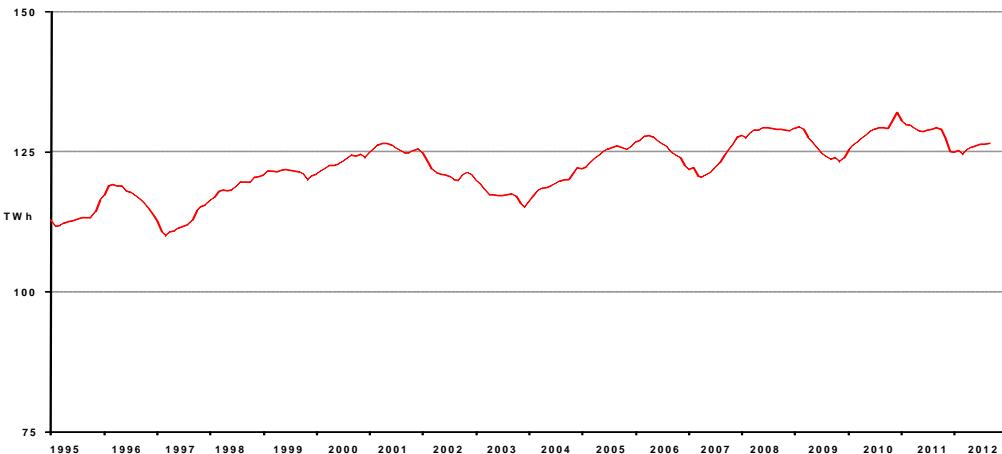
**Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i tredje kvartal for perioden 1995-2012, TWh. Kjelde: NVE**



I årets ni første månader var det norske elektrisitetsforbruket 92,4 TWh. Det er 1,5 TWh høgare enn i same periode i 2011, dvs. ein auke på 1,6 prosent. Auken heng mellom anna saman med lågare kraftprisar i årets ni første månader enn i same periode i 2011.

Dei siste 12 månadene har elektrisitetsforbruket vore 126,6 TWh mot 129,3 TWh i same periode eitt år før. Det er ein nedgang på 2,1 prosent. Forbruket dei siste 12 månadene er 5,4 TWh lågare enn det høgaste forbruket i ein 12-månadersperiode (132 TWh) og rundt 11 TWh lågare enn gjennomsnittleg årsproduksjon.

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

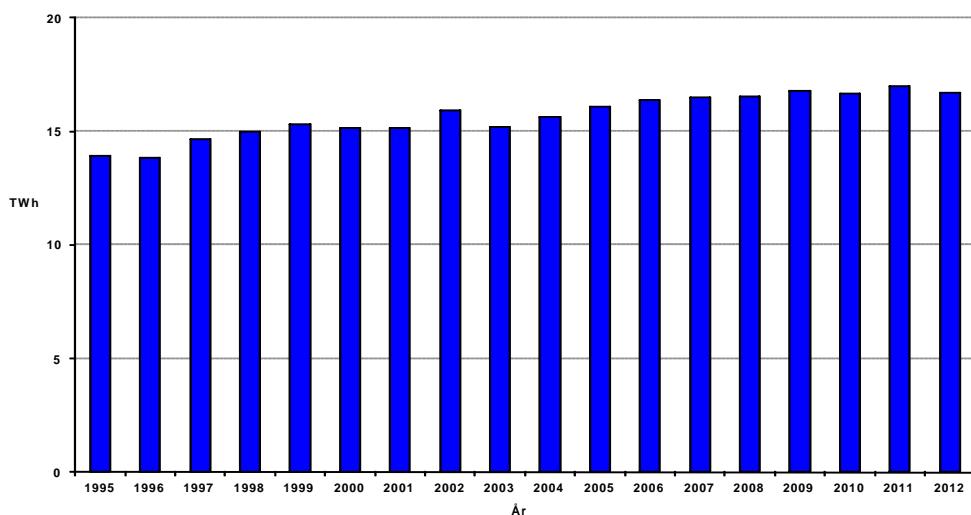


Frå april 2006 falt forbruket i 12 månader. Frå mai 2007 hadde vi ein samanhengjande vekstperiode som flata ut sommaren 2008. Deretter falt forbruket fram til desember 2009. Hovudårsaka til utflatinga og nedgangen i forbruket er sterkt redusert økonomisk aktivitet grunna fallet i økonomien i verda. I 2010 ser vi igjen vekst i forbruket, noko som heng saman med auka forbruk for kraftintensiv industri og dei kalde vintrane 2009/10 og 2010/11. I 2011 ser vi ein nedgang i forbruket, noko som mellom anna skuldast den varme hausten og vinteren 2011/12. I 2012 ser vi igjen ein liten auke i forbruket.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 16,7 TWh i tredje kvartal i år mot 16,4 TWh i same kvartal i 2011. Det er ein auke på 1,8 prosent. I årets ni første månader var det ein auke på 1,5 prosent og for siste 12-månadersperiode ein nedgang på 3,9 prosent.

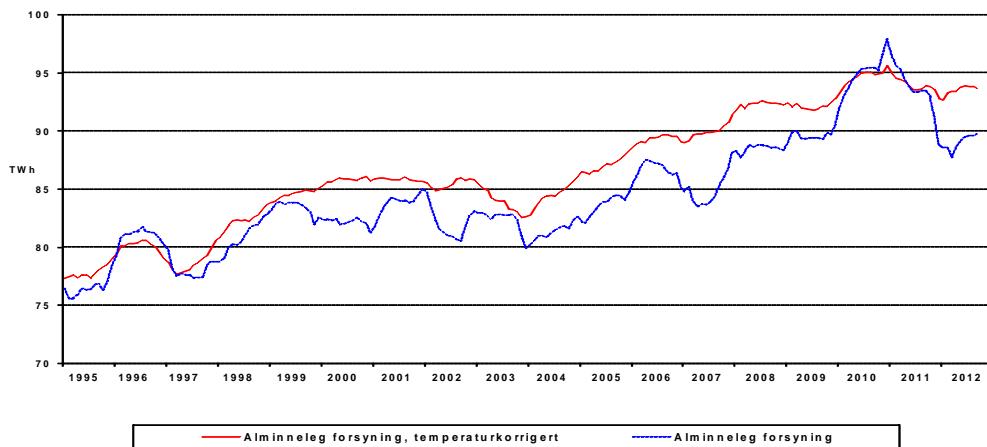
Tredje kvartal i år var ein god del kaldare enn same kvartal 2011, men temperaturane var likevel litt over normalt. Korrigert til normale temperaturforhold vart det alminnelege forbruket 16,8 TWh i tredje kvartal 2012 eller 1,5 prosent mindre enn i tilsvarende kvartal i 2011. I årets ni første månader var det ein auke på 1,3 prosent og for siste 12-månadersperiode ein nedgang på 0,2 prosent.

**Figur 1.4.5 Bruttoforbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, tredje kvartal 1995-2012, TWh. Kjelde: NVE**



Det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i tredje kvartal har stort sett auka jamt i heile perioden 2003-2009. I 2010 ser vi ein nedgang i forbruket, noko som først og fremst heng saman med finanskrisen og verknadene av denne og i 2011 ser vi ein auke i forbruket. Auken i 2011 har først og fremst samanheng med lågare kraftprisar i 2011 enn i 2010. I 2012 er det igjen ein nedgang i forbruket. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i tredje kvartal 2012 er det tredje høgaste som nokon gong er 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**

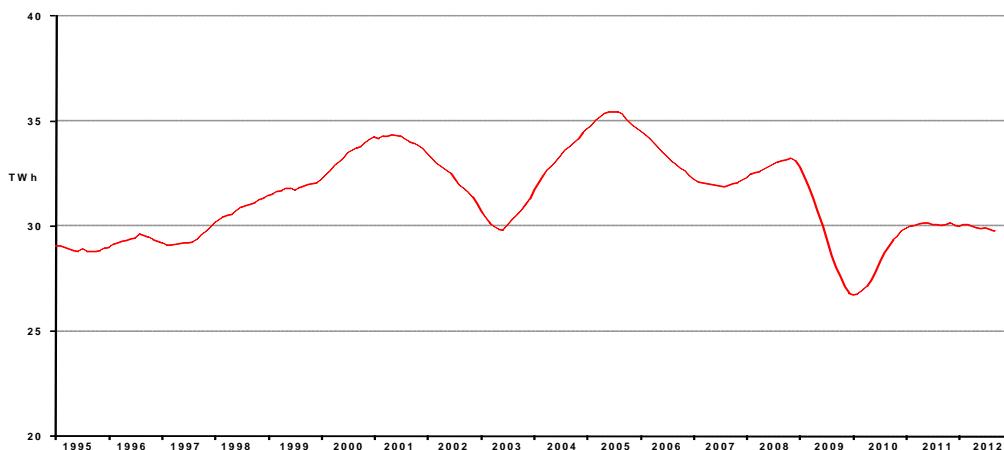


Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning dei siste 12 månadene er i ferd med å minke eller flate ut etter å ha steget frå august 2009 til desember 2010.

Forbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 1,4 prosent lågare enn i same periode i 2011. I årets ni første månader var det ein nedgang på 1,1 prosent.

Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 29,8 TWh referert kraftstasjon. Det er ein nedgang på 0,9 prosent frå same periode eit år før.

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



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

Forbruket av kraft til elektrokjelar var i tredje kvartal det same som i tilsvarande kvartal i 2011.

I årets ni første månader var det ein auke på 6,5 prosent. Dei siste 12 månadene har forbruket til elektrokjelar vore 3,3 TWh som er 2,2 prosent høgare enn i same periode eit 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.

Frå hausten 2008 falt oljeprisen kraftig, og etter dette låg den på eit lavg nivå fram til sommaren 2009. Kraftprisane falt også i denne perioden, men relativt sett ikkje så mykje som oljeprisen. Dette antar vi er hovudårsaka til nedgangen i kraftforbruket til elektrokjelar i denne perioden. Den siste tida har oljeprisen lege på eit forholdsvis høgt nivå, medan kraftprisane har gått kraftig ned. Dette har ført til at forbruket dei siste månadene er i ferd med å auke noko.

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



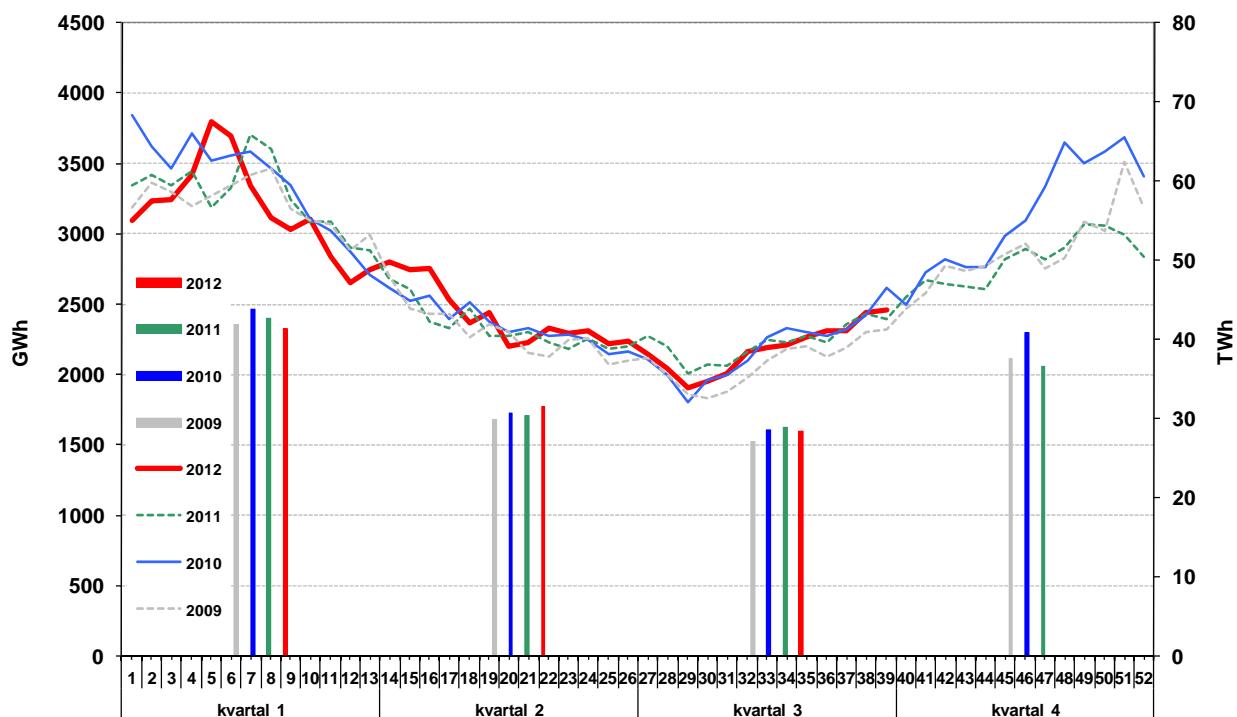
Ut frå figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjelar i perioden 1995-2012 er frå rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å krevje ein høgare pris for å kople ut enn det som er observert i same periode.

#### 1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket var 28,4 TWh i tredje kvartal 2012. Det er 0,5 TWh mindre enn i same kvartal i 2011. I følgje tal frå Svensk Energi var det temperaturkorrigerte forbruket 29,3 og 28,8 TWh for tredje kvartal i høvesvis 2011 og 2012 – òg ein nedgang på 0,5 TWh.

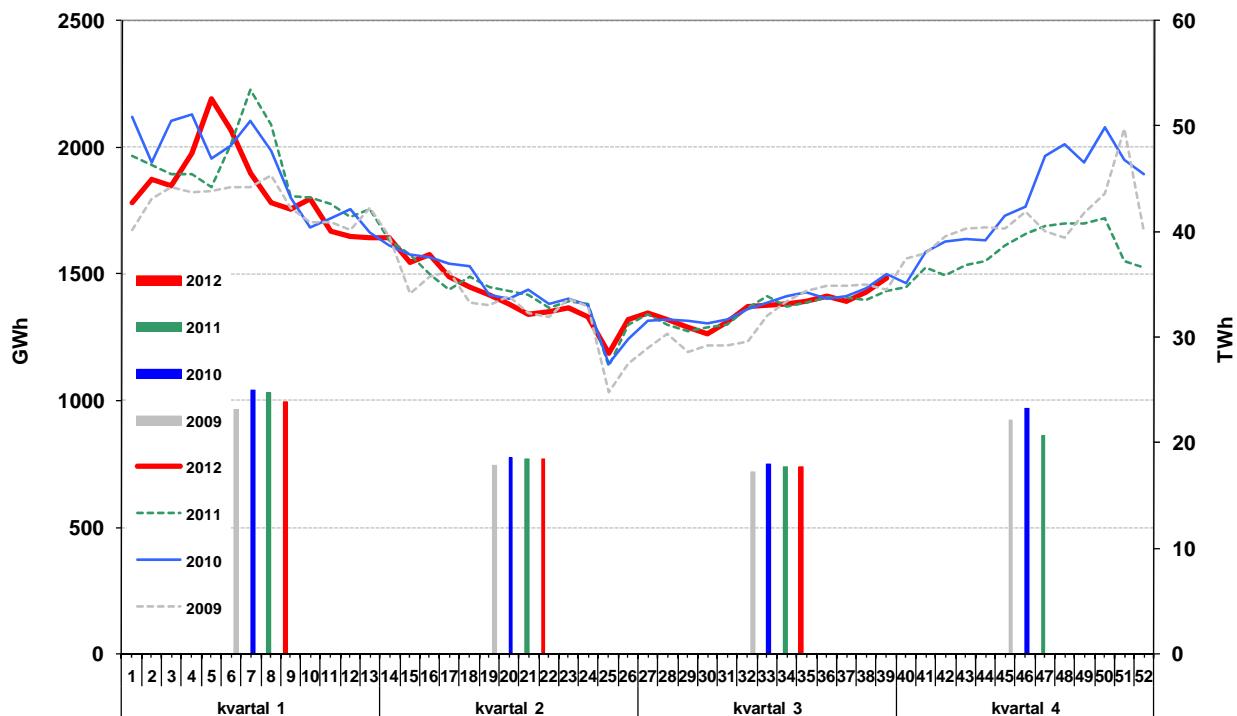
Dei siste 52 vekene har kraftforbruket i Sverige vore 137,7 TWh. Det er 3,4 TWh mindre enn i føregåande 52 vekers periode.

**Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2008 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh.**  
Kjelde: Nord Pool Spot



I tredje kvartal 2012 var det finske kraftforbruket 17,8 TWh. Det er 0,1 TWh meir enn i same periode i 2011. Dei siste 52 vekene har kraftforbruket i Finland vore 80,8 TWh – ein nedgang på 1,1 TWh frå dei føregåande 52 vekene.

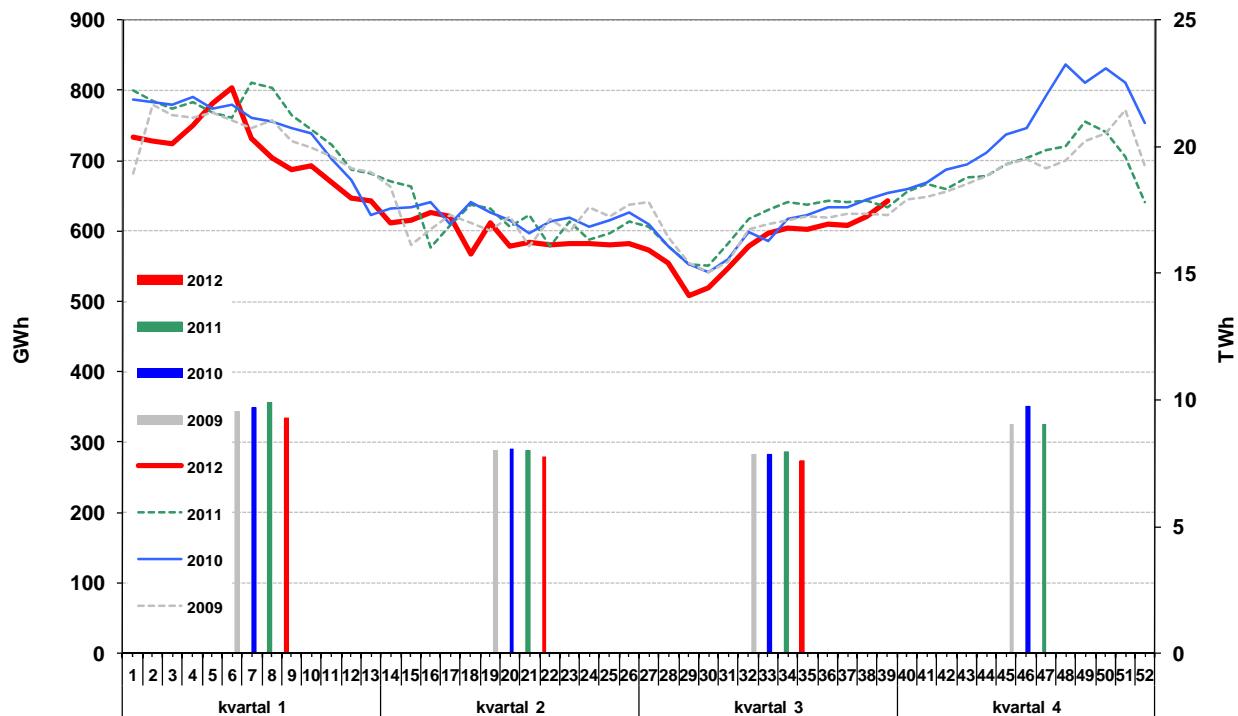
Figur 1.4.10 Finsk forbruk, 2008 – 2012, vike (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh.  
Kjelde: Nord Pool Spot



Danmark hadde eit kraftforbruk på 7,6 TWh i tredje kvartal i 2012, noko som tilsvarer ein reduksjon på 0,4 TWh samanlikna med tredje kvartal 2011. Forbruket på Jylland var 4,6 TWh, medan det på Sjælland var 3,0 TWh. Forbruksnedgangen fordele seg om lag likt på dei to områda.

Dei siste 52 vekene har kraftforbruket i Danmark vore 33,6 TWh. Det er ein nedgang på 2,0 TWh samanlikna med dei føregåande 52 vekene. Den relative reduksjonen var om lag like stor i dei to områda, men forbruket er noko større på Jylland enn på Sjælland.

Figur 1.4.11 Dansk forbruk, 2008 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgste akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



## 1.5 Andre energiberarar i Noreg

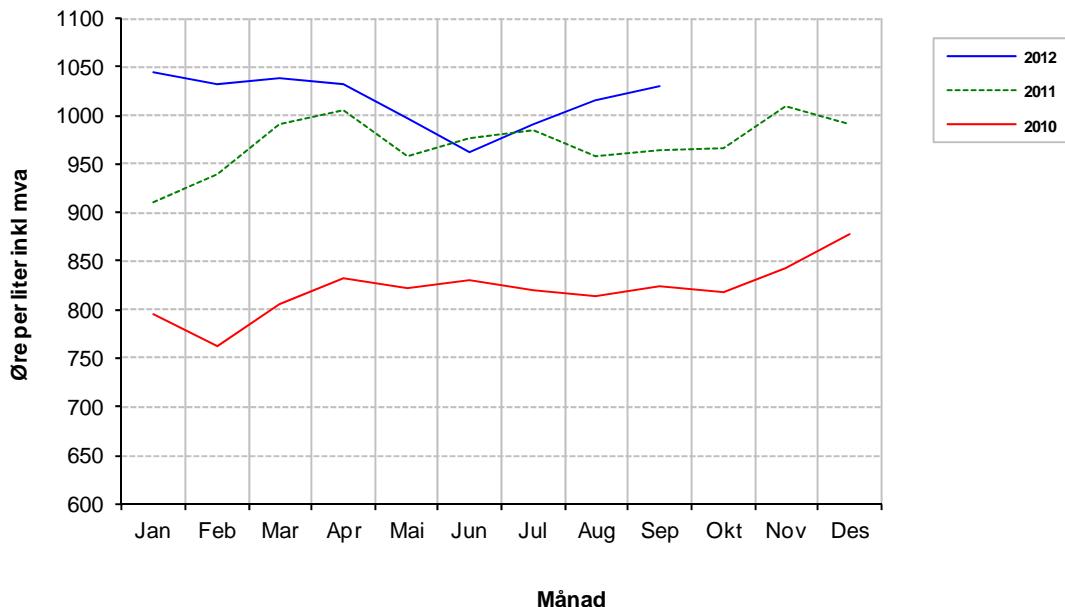
I tillegg til elektrisitet er biobensin, fjernvarme, olje, parafin og gass viktige energiberarar i stasjonær sluttbruk. For andre energiberarar enn elektrisitet finst ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salstal for petroleumsprodukt kan nyttast som ein indikator på sluttbruk av petroleumsprodukt.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

### Fyringsoljar

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

Prisen på lett fyringsolje har vore stigande frå 2006, og ligg nå om lag 50 prosent over 2006-talla. Gjennomsnittsprisen<sup>1</sup> for lett fyringsolje har i tredje kvartal 2012 vore om lag fem prosent høgare enn for same periode i fjor. Grafen under viser at prisen heldt seg relativt stabilt i 2011, med ein stigning i årsskiftet 2011-2012, eit fall på sommaren, før den på nytt steig i august september. Prisen på lett fyringsolje har auka kraftig det siste året i forhold til prisen på el.

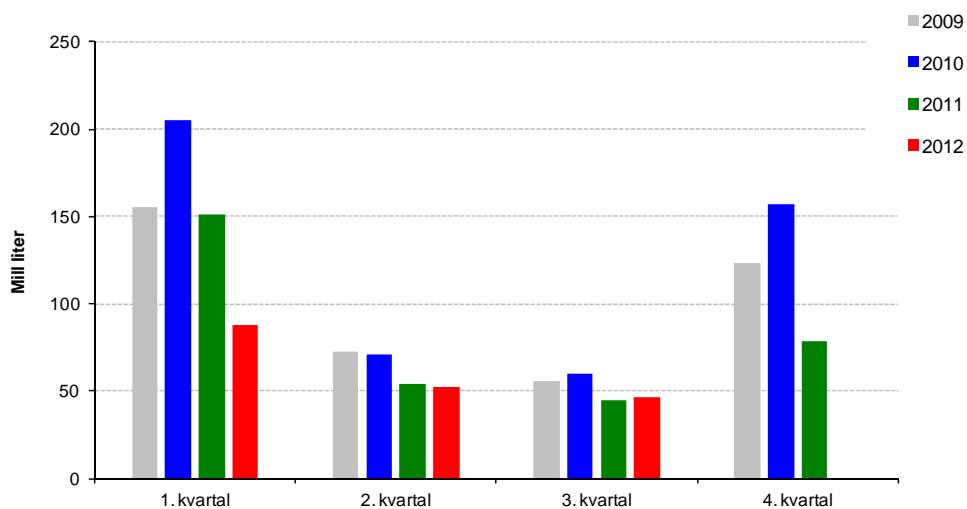
Figur 1.5.1 Pris på lett fyringsolje, øre per liter inkl. mva. Kjelde SSB



Figuren under viser at det i andre kvartal 2012 vart selt 47 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentleg verksemd). Det er ein oppgang på fire prosent frå tredje kvartal 2011, men ein nedgang på 22 prosent frå tredje kvartal 2010. Vi ser over tid en betydelig nedgang i sal av fyringsoljer. 2010 var eit unntak grunna låge temperaturar, mens den fallande trenden fortsette i 2011 og 2012.

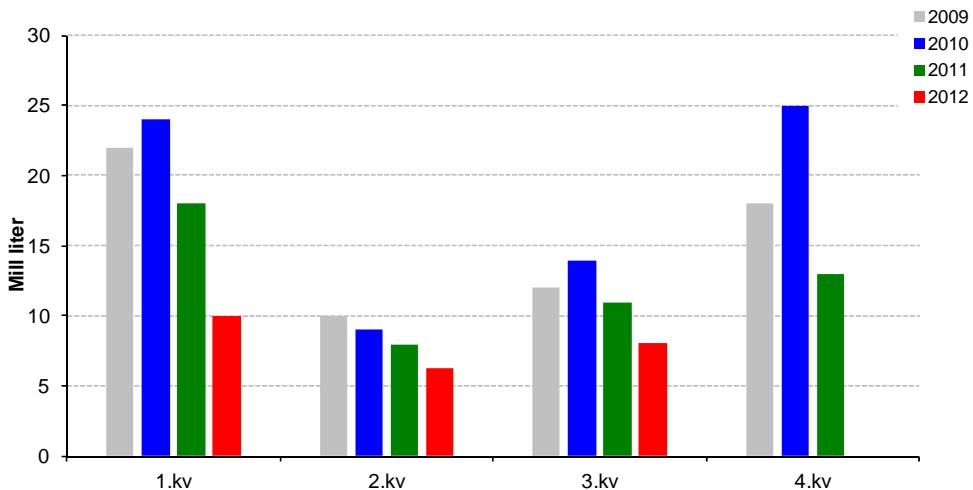
<sup>1</sup> Prisane er berekna frå SSBs sin konsumprisindeks. Det er pris for fyringsolje med standard kvalitet med levering til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medrekna dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane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

**Figur 1.5.2 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m. v., og offentlege verksemder, 2009-2012. Millionar liter. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt**



I tredje kvartal 2012 vart det selt 8 millionar liter fyringsparafin mot 11 millionar liter i tredje kvartal 2011, og 14 millionar i tredje kvartal 2010. Det er ein nedgang på 26 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, 2009-2012. Millionar liter. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt**



Ved

Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2012 for informasjon om ved.

## **Anna bioenergi**

Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2012 for informasjon om bioenergi.

## **Varmepumper**

Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2012 for informasjon om bioenergi.

## **Fjernvarme**

Sjå NVEs kvartalsrapport 4/2011 for informasjon om fjernvarme.

## **Gass**

Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2012 for informasjon om gass.

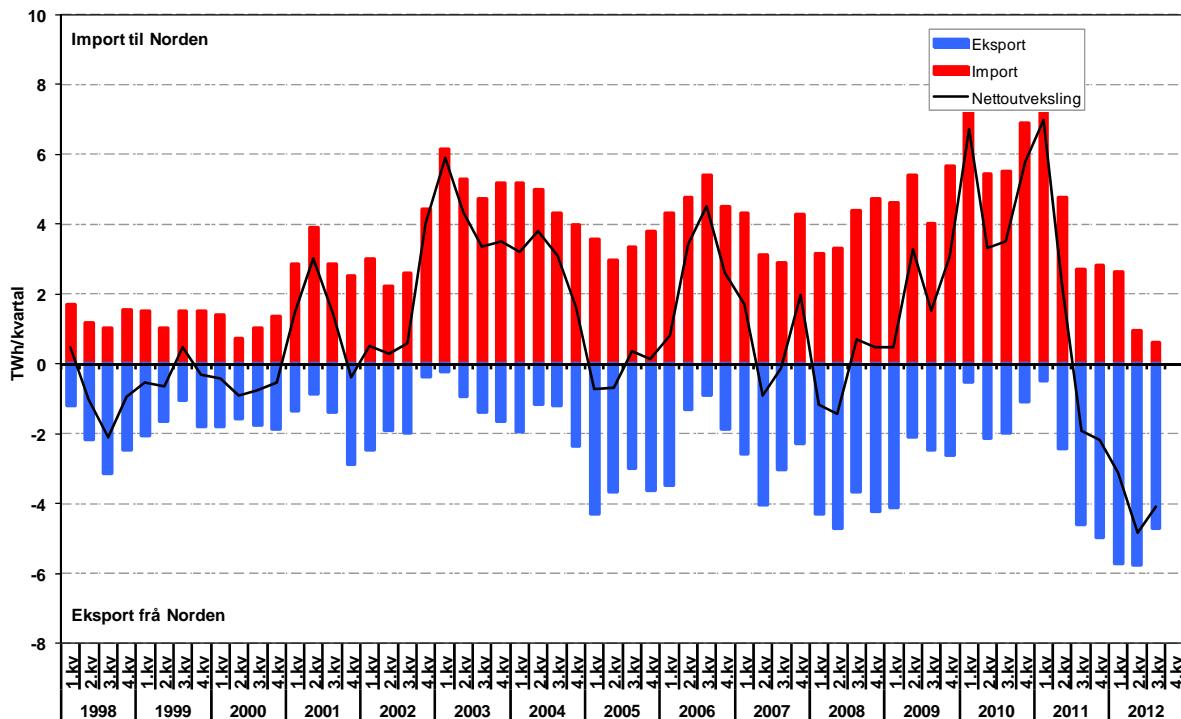
## 1.6 Kraftutveksling

Norden hadde ein nettoeksport på 4,4 TWh i tredje kvartal. Det er 2,5 TWh meir enn same kvartal i fjor. Det er likevel 0,7 TWh lågare enn andre kvartal 2012. Dei siste 52 vekene har nettoeksporten vore 15,7 TWh. I dei 52 føregåande vekene vart det i motsetning importert 11,7 TWh.

Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	3.kv. 2012	3. kv. 2011	Siste 52 veker	Føregående 52 veker
<b>Noreg</b>	<b>-6,0</b>	<b>-5,9</b>	<b>-20,1</b>	<b>1,9</b>
<b>Sverige</b>	<b>-5,8</b>	<b>-3,7</b>	<b>-17,0</b>	<b>-2,3</b>
<b>Finland</b>	<b>4,6</b>	<b>5,2</b>	<b>16,6</b>	<b>12,4</b>
<b>Danmark</b>	<b>2,9</b>	<b>2,5</b>	<b>4,9</b>	<b>-0,3</b>
<b>Norden</b>	<b>-4,4</b>	<b>-1,9</b>	<b>-15,7</b>	<b>11,7</b>

I tredje kvartal har fyllingsgraden auka, og på det meste var fyllingsgraden i Noreg 6,4 prosent over medianen frå 1981-2011. Dei gode hydrologiske tilhøva med høg fyllingsgrad og meir tilsig enn normalt, gjorde prisen låg i Noreg og Norden. Krafta flyt frå områder med låg pris til områdar med høg pris. Då Norden har hatt lågare pris enn Tyskland, Nederland, Polen og Estland mesteparten av tida gjennom tredje kvartal har netto kraftutveksling gått frå Norden til desse landa.

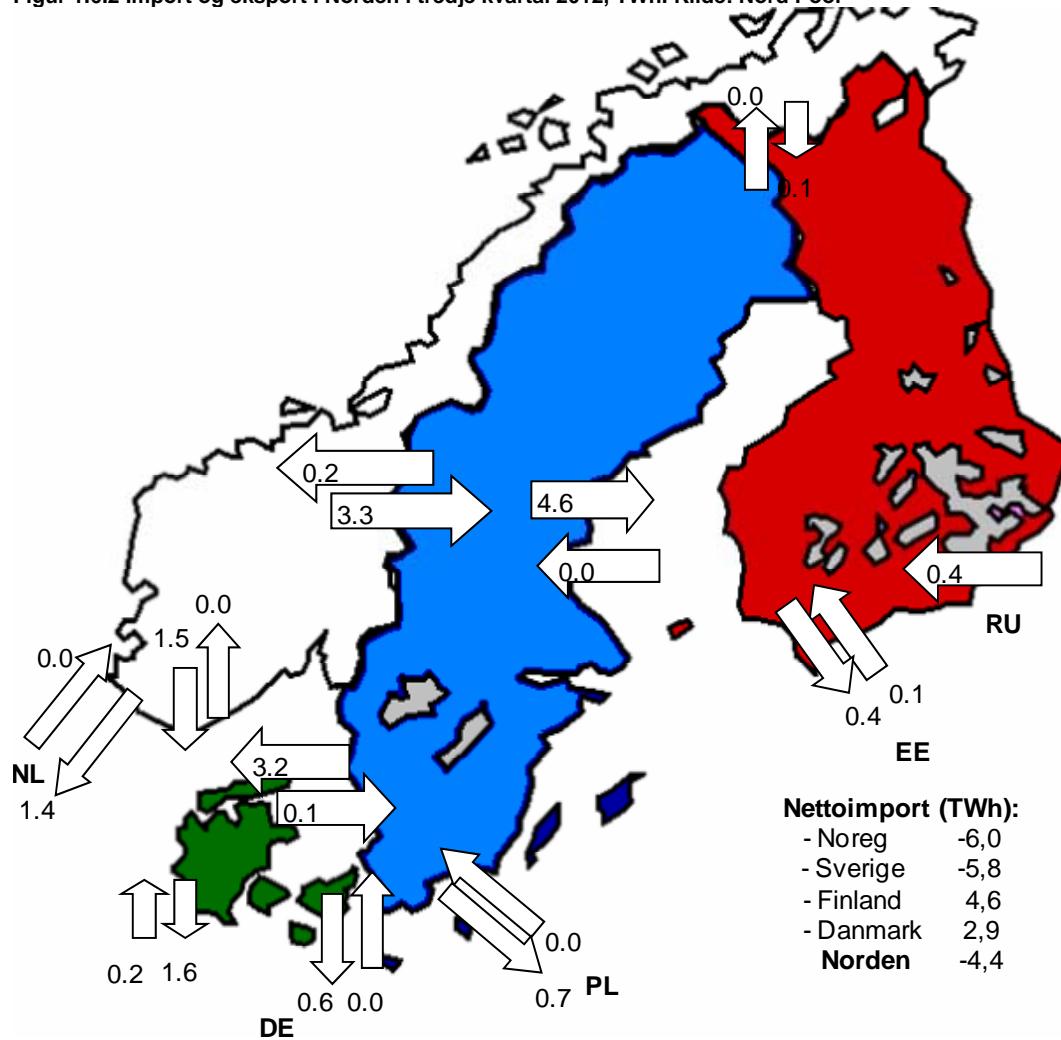
Figur 1.6.1 Nordens netto kraftimport, 1996-2012. TWh. Kilde: Nord Pool



Frå andre kvartal til tredje kvartal i år gjekk netto kraftekspor fra Noreg mot Sverige, Danmark, Finland og Nederland. Nettoeksporten til Nederland har gått ned frå andre kvartal, og hovudårsaka til det er årleg vedlikehald som sette undervasskabelen NorNed ut av drift frå 1. til 11 september. Med unntak av nokre timer gjekk kraftutvekslinga frå Noreg til nabolanda og Nederland.

I tredje kvartal har kraftflyten i større grad gått i retning Finland enn i andre kvartal. Finland har gjennomgåande hatt høgare priser enn Sverige og Norge, og har hatt mykje vedlikehald av termiske kraftverk. Endringar i marknadsorganisering i Russland har òg medverka til at importen frå Russland har gått kraftig ned frå i fjor. I tillegg medverka lågare kraftpris i Finland til at russisk eksport til Finland vart mindre lønnsam.

Figur 1.6.2 Import og eksport i Norden i tredje kvartal 2012, TWh. Kilde: Nord Pool



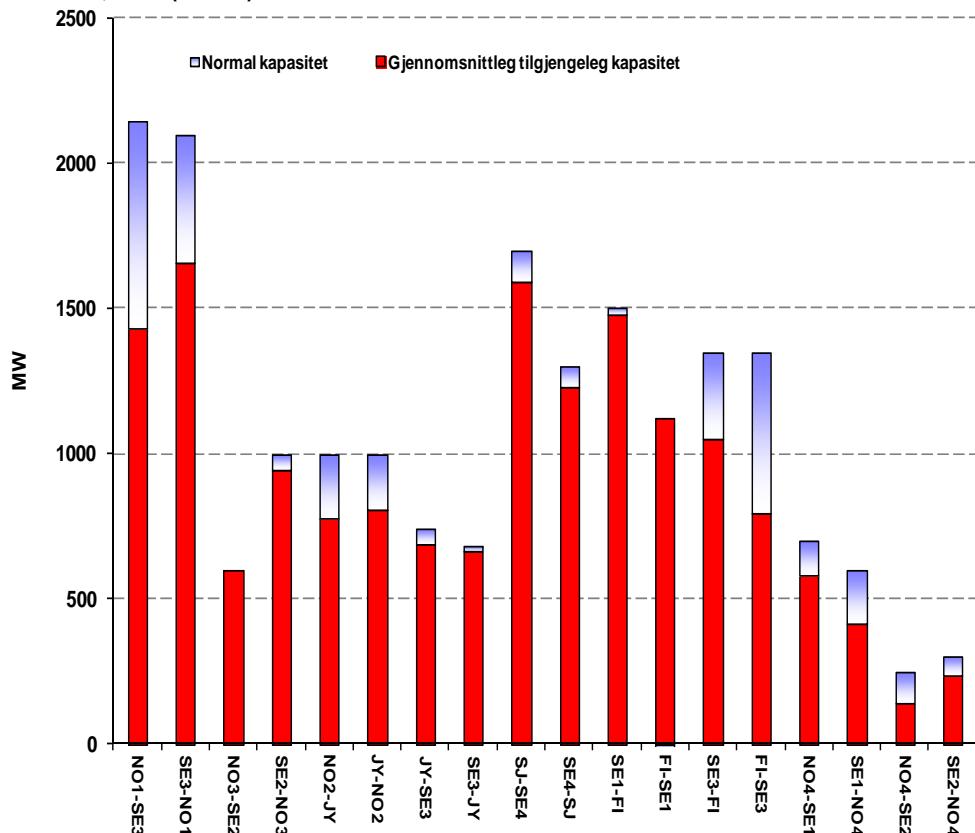
I årets tredje kvartal var det reduksjonar på fleire viktige overføringsforbindelsar i Norden. Dette er vist i figur 1.6.3. Forbindelsen mellom Aust-Noreg og SE3 har hatt meir redusert kapasitet enn dei to føregåande kvartala. Grunnen til dette er omfattande vedlikehald fleire stader i nettet, som for eksempel på Kvilldal koplingsstasjon, linjene Kvilldal-Saurdal, og Rød-Hasle. På sitt lågaste vart kapasiteten satt ned til 1000 MW i retning SE3 og 900 MW i retning Aust-Noreg. Interne nettilhøve i Noreg og Sverige legg òg avgrensingar på kraftflyten i påvente av nye Oslofjordkablar og Sydvest-linken.

Det var vedlikehald på undervasskabelen mellom Noreg og Nederland frå 1. til 11. september. Denne planlagde utkopplinga reduserte kraftutvekslinga mellom Noreg og Nederland. Aktørar i marknaden var bekymra for at vedlikehaldet på NorNed skulle samanfalle med vedlikehaldet av Skagerrakkablane mellom Sørvest-Noreg og Jylland som var utkopla 10. til 24. september. Arbeidet på NorNed-kablene vart likevel ferdig tidlegare enn venta den 11. september. Desse kablane var ute av drift i ein periode med mykje tilsig. Redusert moglegheit for norsk eksport medverka til at prisane vart låge i dette tidsrommet.

I tillegg til utkopplinga av Skagerrakkablane var det òg reduksjonar på kapasiteten mellom Sjælland og SE4, medan kapasiteten mellom SE3 og Jylland har gått opp frå andre til tredje kvartal. I Danmark har arbeidet med å oppgradere overføringskapasiteten til 1500 MW mellom Danmark og Tyskland tidvis redusert kapasiteten. Det har òg vore vedlikehald av Storebælt-kabelen mellom Jylland og Sjælland, som har forverra flaskehalsen mellom desse elspotområda.

Vedlikehald på Fennoskan-kablene på slutten av kvartalet reduserte overføringskapasiteten mellom Sverige og Finland, og særleg kapasiteten i retning Sverige var monaleg lågare enn førre kvartal. Effekten av dette var likevel liten sidan flyten i hovudsak gjekk frå Sverige til Finland.

**Figur 1.6.3 Tilgjengeleg (gjennomsnitt) og maksimal kapasitet på utvalte nordiske overføringsforbindelsar i tredje kvartal 2012, MW. (frå – til) Kilde: Nord Pool**



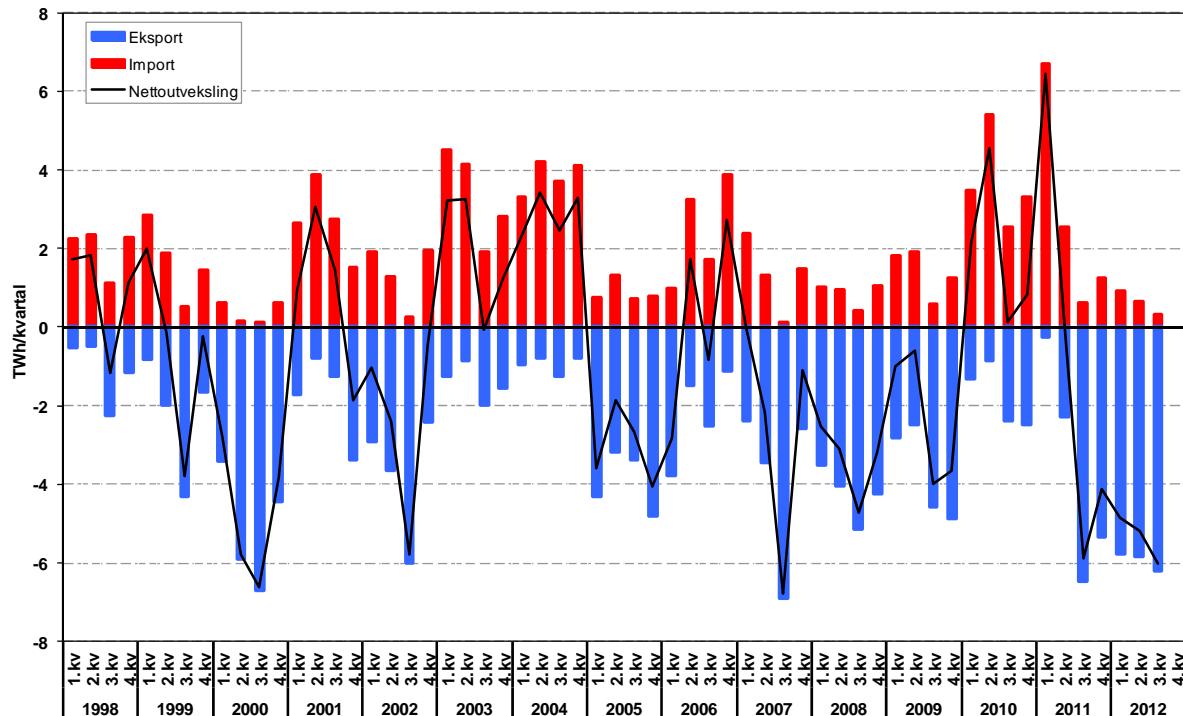
Noreg

Nettoeksporten auka frå 5,1 TWh til 6,0 TWh frå andre til tredje kvartal 2012 grunna høgt tilsig og låge prisar. I tredje kvartal 2012 var tilsiget og fyllingsgraden høgare enn ved same periode i fjar. Likevel var nettoeksporten på 6,0 TWh, berre 0,1 TWh høgare enn i tredje kvartal 2011. Både periodar har hatt særleg høgt tilsig. Nettoeksporten dei siste 52 vekene var på 20,1 TWh, medan det var ein nettoimport på 1,9 TWh dei 52 føregåande vekene.

Verknaden av det høge tilsiget i 2011 og 2012 har vore høg eksport, auke i fyllingsgraden og låge prisar. I tredje kvartal 2012 har auken i tilsiget samanlikna med tredje kvartal i fjar ført til lågare prisar og høgare fyllingsgrad, medan auken i nettoeksporten var minimal.

I veke 34 vart det satt rekord for nettoeksport for ei veke på 669 GWh. Til Sverige, Danmark og Nederland var det eksport høvesvis 93; 80 og 89 prosent av tida. Ein av grunnane til den høge eksporten er at mykje uregulerbar vasskraftproduksjon gjorde prisane låge. Dette gjorde at mykje kolkraft- og anna termisk produksjon vart utkonkurrert. Mange olje-, kol og kjernekraftverk er òg ute av drift grunna vedlikehald i sommartida.

Figur 1.6.4 Norsk netto kraftimport, 1997-2012. TWh. Kilde: Nord Pool



#### Andre nordiske land

Sverige hadde ein nettoeksport på 5,8 TWh i tredje kvartal 2012, det same som i andre kvartal. Likevel har kraftflyten gjennom Sverige vore høgare, då både brutto import og eksport har auka like mykje. Det vil seie at Sverige har importert meir norsk kraft, og at det vart sendt ut meir kraft til Finland, Danmark, Tyskland og Polen til saman. I same periode i fjar hadde Sverige ein netto krafteksport på 3,7 TWh, og auken kan ses i samanheng med betringa i den nordiske kraftsituasjonen.

Finland har hatt ein nettoimport på 4,6 TWh, ein auke på 0,8 TWh frå andre kvartal 2012. Med høgare prisar i Finland enn i Sverige har utvekslinga av kraft mellom Sverige og Finland gått meir i retning Finland, trass i vedlikehald på kablane over Østersjøen. Samanlikna med tredje kvartal 2011 er importen 0,6 TWh lågare. Ein årsak til det er redusert import frå Russland.

I tredje kvartal 2012 hadde Danmark ein nettoimport på 2,9 TWh, noko som er 0,9 TWh høgare enn andre kvartal, og 0,4 TWh høgare enn i same periode i fjar. Eksporten vidare til Tyskland har gått ned, og importen frå Sverige har gått opp. Import av rimeligare vasskraftproduksjon, som har utkonkurrert meir kostbar kolkraftproduksjon, medverka til å auke nettoimporten til Danmark. Lågare tilgjengeleg handelskapasitet mellom Danmark og Tyskland, og høgare handelskapasitet mellom Sverige og Danmark, medverka òg til at den danske importen auka i tredje kvartal 2012 samanlikna med det føregåande kvartalet.

## 1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

### 1.7.1 Spotmarknaden – låge priser

Den gjennomsnittlege spotprisen vart mellom 118 og 262 kr/MWh i dei nordiske elspotområda i tredje kvartal. Det svarar til ein nedgang på 28 til 51 prosent frå same kvartal i fjor. Sein snøsmelting og høgt tilsig medverka til høg uregulerbar kraftproduksjon og lågt prisnivå for årstida.

I starten av tredje kvartal hadde SE4, Jylland og Sjælland snittprisar over døgnet på omlag 320 kr/MWh, medan dei andre nordiske elspotområda låg med snittprisar rundt 180 kr/MWh. Utover i juli fall prisane i heile Norden. Det har samanheng med tilgang på mykje vatn i kraftsystemet og lågare forbruk under ferieavvikinga.

Den høgaste timesprisen i Norden i tredje kvartal var 1045 kr/MWh i Finland i ein høglasttime om morgonen mandag 3. september. Den lågaste timeprisen vart registrert i fire nattetimar den 14. september, med 23 kr/MWh i Vest-Noreg. I denne veka var det mykje nedbør på Vestlandet med over 200 mm enkelte stader. I andre kvartal var den høgaste og lågaste registrerte timeprisen høvesvis 1517 og 65 kr/MWh.

Dei norske elspotområda hadde like prisar, og var såleis eitt prisområde, i rundt 16 prosent av timane i tredje kvartal. Vest-, Aust- og Sørvest-Noreg hadde like prisar 37 prosent av tida, medan Midt- og Nord-Noreg var eitt prisområde i 95 prosent av timane.

Den gjennomsnittlege kraftprisen i Nord- og Midt-Noreg i tredje kvartal var 160 og 162 kr/MWh. Tilsvarande pris var 127 kr/MWh i Aust-Noreg, 118 kr/MWh i Vest-Noreg og 130 kr/MWh i Sørvest-Noreg. Det vil seie at gjennomsnittsprisane var nær halvert samanlikna med tredje kvartal 2011, trass i at sommaren var litt kaldare og forbruket noko høgare i år. Den store prisforskjellen skuldast mellom anna at snøsmeltinga kom seinare i gang i år enn i fjor. I tillegg var det mykje store delar av sommaren som ga høg uregulerbar produksjon. I periodar har det òg vore redusert overføringskapasitet fleire stader som følgje av arbeid med vedlikehald av nettet. Det har gjeve låge prisar ved at kraft har vorte innestengt i periodar der det har vore høg uregulerbar kraftproduksjon.

Dei svenske elspotområda hadde ein gjennomsnittleg kraftpris på mellom 168 og 190 kr/MWh i tredje kvartal. Sverige var eitt prisområde i 85 prosent av tida. Dei to nordlegaste svenske elspotområda

Elspotprisar kr/MWh	3. kv. 2012	Endring frå 3.kv. 2011	Endring frå 2.kv. 2012	Gj.snitt siste 12 mnd.	Endring frå foregående 12 mnd.
<b>Aust-Noreg (NO1)</b>	127	-49 %	-37 %	219	-48 %
<b>Sørvest- Noreg (NO2)</b>	130	-47 %	-36 %	217	-47 %
<b>Midt-Noreg (NO3)</b>	162	-43 %	- 26 %	234	-47 %
<b>Nord-Noreg (NO4)</b>	160	-45 %	- 25 %	231	-47 %
<b>Vest-Noreg (NO5)</b>	118	-51 %	- 42 %	213	-49 %
<b>SE1</b>	168	-42 %	- 23 %	237	-46 %
<b>SE2</b>	168	-42 %	- 23 %	238	-46 %
<b>SE3</b>	172	-41 %	- 23 %	243	-45 %
<b>SE4</b>	190	-35 %	-25 %	262	-40 %
<b>Finland</b>	228	-32 %	- 6%	272	-39 %
<b>Jylland (DK1)</b>	251	-29 %	- 8 %	384	-30 %
<b>Sjælland (DK2)</b>	262	-28 %	- 5%	397	-32 %
<b>Estlink</b>	337	-3 %	29 %	293	-20 %
<b>Tyskland (EEX)</b>	323	-16 %	6 %	336	-17%

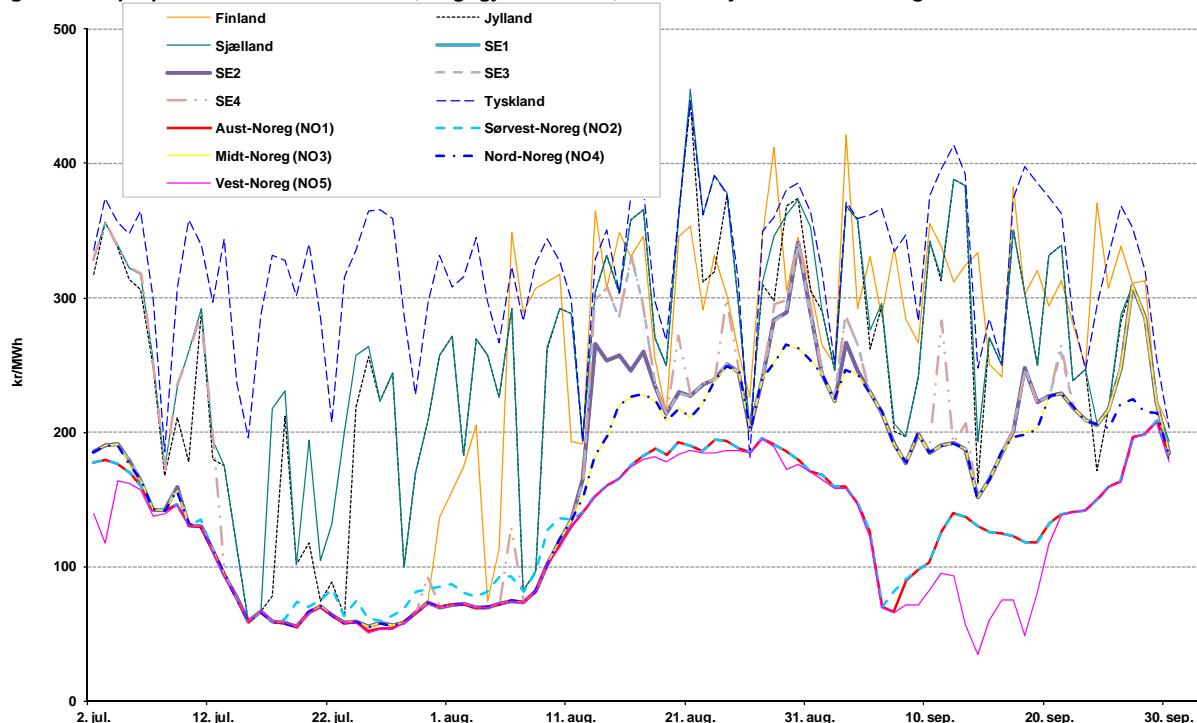
hadde like prisar alle timane i heile kvartalet. I timane med prisforskjell hadde SE4 aldri lågare pris enn SE1-3, men hadde høgare pris i ca. 10-14 prosent av timane i kvartalet.

Som i andre kvartal, hadde Jylland og Sjælland dei høgaste snittprisane i Norden òg i tredje kvartal, med 251 og 262 kr/MWh. Det er ein nedgang på om lag 29 og 28 prosent frå andre kvartal. Finland hadde ein snittpris på 228 kr/MWh, om lag 32 prosent lågare enn i andre kvartal 2012.

Ved den tyske kraftbørsen EEX var den gjennomsnittlige prisen for tredje kvartal 323 kr/MWh. Det er ein auke på 6 prosent frå det føregåande kvartalet.

Figur 1.7.1 viser døgnprissnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX i andre kvartal.

**Figur 1.7.1 Spotprisar i andre kvartal 2012, døgnjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX**



Tabell 1.7.1 viser omfanget av prisforskjellar mellom marknadsområda på Nord Pool samt European Energy Exchange i første kvartal.

**Tabell 1.7.1 Prosentdel av timane i første kvartal 2012 med prisforskjellar mellom prisområda. Kjelde: Nord Pool**

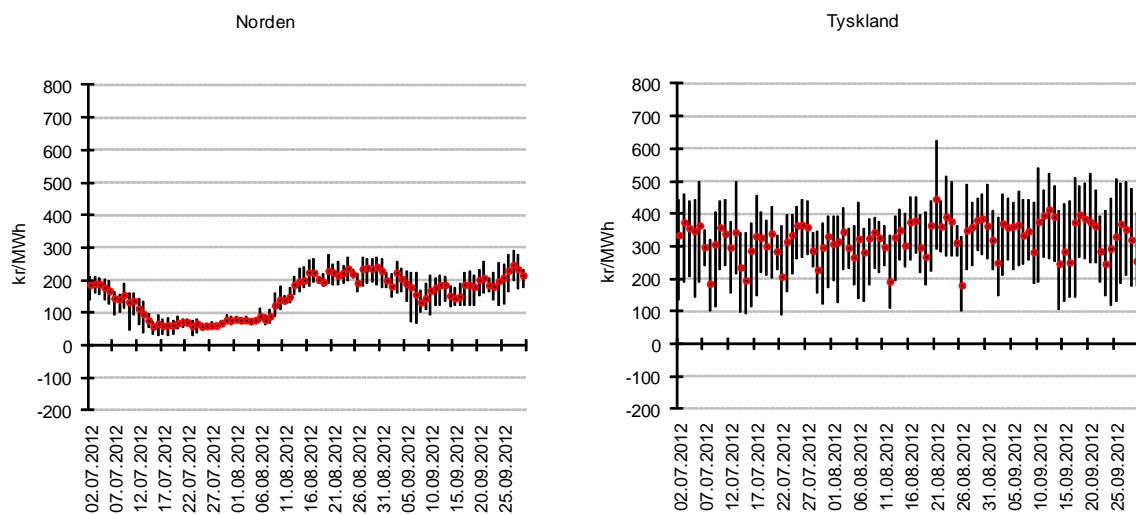
3. kvartal 2012		Lågast elspot-pris												
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
Høgest elspot-pris	<b>NO1</b>	0.7 %	0.1 %	0.2 %	37.6 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.6 %	0.0 %	2.8 %
	<b>NO2</b>	26.0 %	23.1 %	23.3 %	62.7 %	23.1 %	23.1 %	23.1 %	22.8 %	14.7 %	0.8 %	0.2 %	2.8 %	
	<b>NO3</b>	59.1 %	56.8 %	4.9 %	63.1 %	0.3 %	0.3 %	0.3 %	0.3 %	0.3 %	1.6 %	0.3 %	4.6 %	
	<b>NO4</b>	58.7 %	56.5 %	0.1 %	62.9 %	0.1 %	0.1 %	0.1 %	0.1 %	0.1 %	1.4 %	0.1 %	4.2 %	
	<b>NO5</b>	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.6 %	0.0 %	2.5 %
	<b>SE1</b>	58.7 %	56.5 %	15.8 %	20.1 %	62.8 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	1.4 %	0.0 %	5.0 %
	<b>SE2</b>	58.7 %	56.5 %	15.8 %	20.1 %	62.8 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	1.4 %	0.0 %	5.0 %
	<b>SE3</b>	58.7 %	56.5 %	16.1 %	20.4 %	62.8 %	3.6 %	3.6 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	1.4 %	0.0 %	6.4 %
	<b>SE4</b>	63.1 %	56.5 %	24.8 %	29.0 %	65.2 %	14.7 %	14.6 %	10.9 %	9.2 %	4.6 %	0.0 %	9.3 %	
	<b>Finland</b>	69.7 %	67.3 %	54.2 %	56.1 %	73.2 %	49.2 %	49.2 %	47.4 %	46.4 %	28.1 %	26.5 %	19.2 %	
	<b>Jylland</b>	84.5 %	73.6 %	67.7 %	71.5 %	86.3 %	64.5 %	64.5 %	62.0 %	54.1 %	49.3 %	0.8 %	20.4 %	
	<b>Sjælland</b>	86.5 %	76.8 %	69.4 %	73.4 %	88.2 %	67.2 %	67.2 %	64.7 %	56.2 %	52.2 %	12.0 %	24.5 %	
	<b>EEX</b>	97.2 %	97.2 %	95.4 %	95.8 %	97.5 %	95.0 %	95.0 %	93.6 %	90.5 %	80.8 %	79.3 %	75.1 %	

Den nordiske kraftproduksjonen er dominert av vasskraft. Produksjonen er billegralig å regulere, og følgjer derfor i høg grad forbruket. Kraftprisen på den tyske kraftbørsen EEX viser regelmessig stor variasjon gjennom

døgnet. Den tyske kraftmarknaden baserer seg på termisk kraftproduksjon saman med produksjon av vind- og solkraft. I eit slikt system varierer prisane meir over døgnet enn i den nordiske marknaden. Prisane er typisk høgare på dagtid når etterspurnaden er høg og lågare om natta når etterspurnaden er låg. Prisforskjellane mellom dag og natt vert forsterka dersom det blæs om natta og ikkje om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høg når etterspurnaden er låg og omvendt.

Figur 1.7.2 viser prisvariasjonane igjennom døgna i tredje kvartal 2012. Vi ser at prisane varierer mykje meir over døgnet i den tyske marknaden enn den nordiske. Ein kan sjå at dei største prisvariasjonane i den nordiske marknaden finner stad i siste halvdel av kvartalet. Det har samanheng med auka forbruk etter ferien og periodevis mykje nedbør. Frå starten av september auka òg den svenske kjernekraftproduksjonen etter sommarens vedlikehaldarbeid, noko som bidrog til at prisene fall i timar med høg uregulerbar produksjon.

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



### 1.7.2 Terminmarknaden – fallande priser

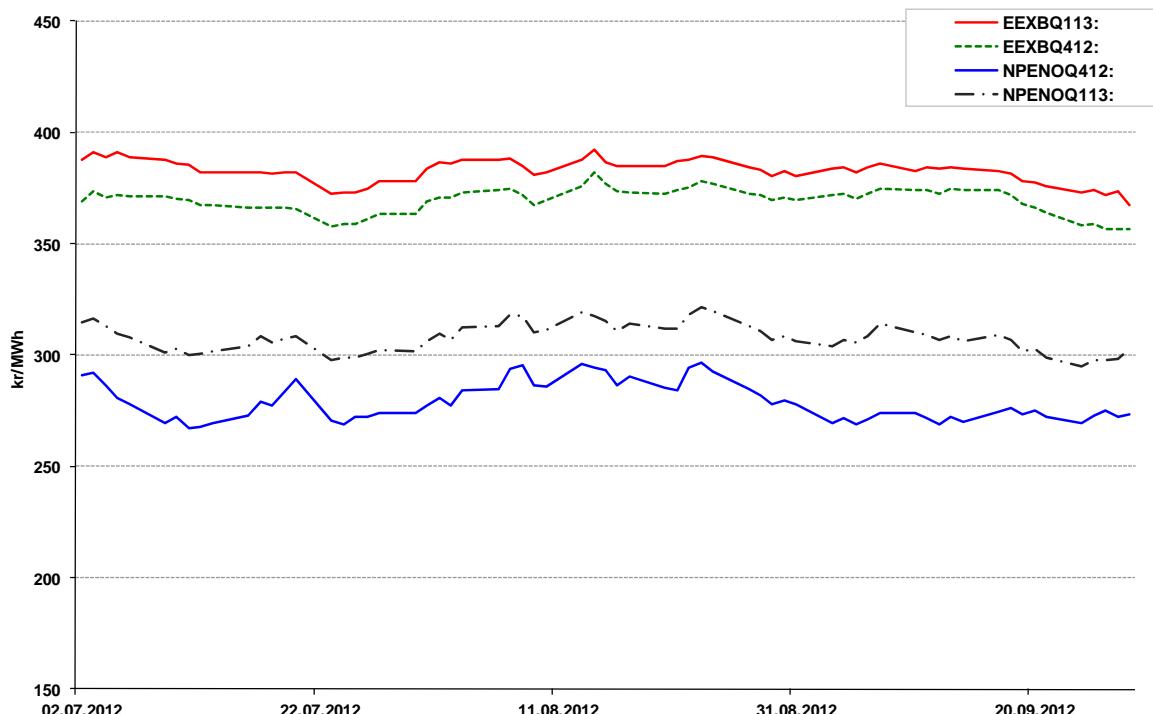
Den gode ressurstilgangen i starten av tredje kvartal sørsla for eit framleis lågt prisnivå for kontraktane nærmast på terminkurva ved den nordiske kraftbørsen Nasdaq OMX. Prisane fall i første halvdel av juli med mykje nedbør og våte værvarslar. I starten av august vart varslane tørrare, og kurvane peika noko opp, før dei igjen fall i første del av september. Då kom det meir nedbør enn normalt. Etter å ha gått litt ned i starten av månaden, heldt fjerdekvartralskontrakten for 2012 seg på om lag same nivå ut månaden. Det har samanheng med at det ved utgangen av september nærma seg levering av fjerdekvartralskontrakten, noko som reduserar usikkerheten for aktørane rundt kva som blir realisert pris. I midten av september kom det fleire tørre værvarslar, og desse medverka til at prisene på terminkontraktar for første kvartal 2013 fall noko.

Siste handelsdag i tredje kvartal vart terminkontraktane med levering i fjerde kvartal 2012 og første kvartal 2013 handla for 274 og 303 kr/MWh ved Nasdaq OMX. Første handelsdag var dei to kontraktane derimot prisa til 291 og 315 kr/MWh. Det vil seie at fjerdekvartralskontrakten hadde eit prisfall på 6 prosent i løpet av kvartalet, og førstekvartralskontrakten eit prisfall på 5 prosent.

Tilsvarande kontraktar ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange (EEX) hadde eit prisfall på 3 og 1 prosent i frå starten til slutten av tredje kvartal. Fallande kolprisar medverka til prisnedgangen.

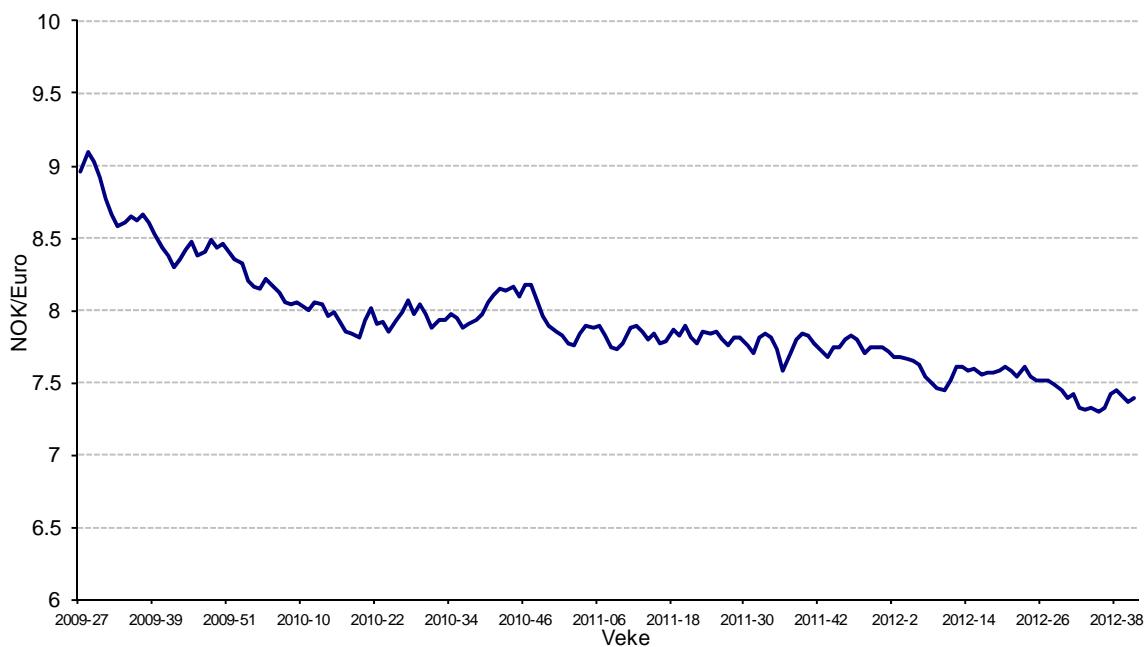
I figur 1.7.3 ser vi prisutviklinga for fjerdekvartalskontrakten på Nasdaq OMX og EEX i tredje kvartal. Dei nordiske kontraktane har hatt eit lågare prisnivå enn dei tyske heile kvartalet, noko som har samanheng med den gode hydrologiske balansen i det nordiske vasskraftsystemet.

**Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalte finanzielle kraftkontraktar i tredje kvartal 2012, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



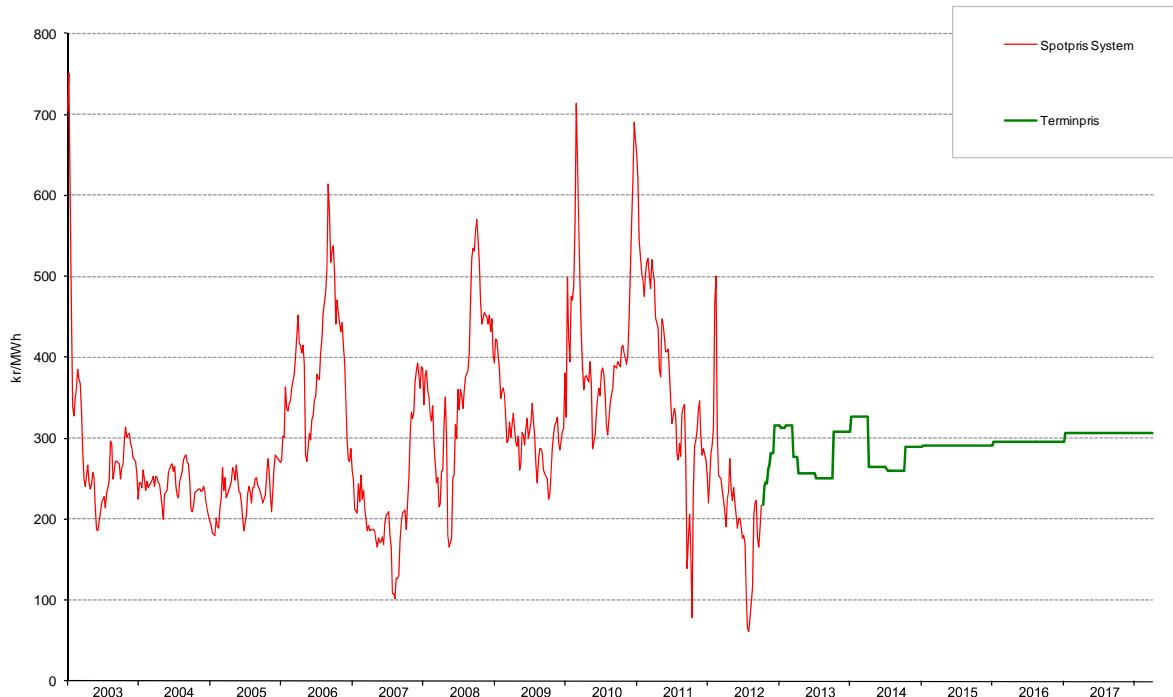
Sidan terminkontraktane på Nasdaq OMX vert handla i euro, vil endringar i valutakursen kunne forklare noko av endringane i figurane som omfattar terminkontraktane. Til dømes vil ein høgare kurs påverke verdiane i grafane positivt. Ein euro kosta i snitt 7,4 kroner i tredje kvartal 2012. Det er rundt 20 øre lågare enn snittet for andre kvartal same år. Figur 1.7.4 viser utviklinga i euroen sidan 2009 fram til og med tredje kvartal 2012. Kursen falt store delar av tredje kvartal, før han gjekk litt opp i slutten av kvartalet. Valutakursen har derfor påverka terminkontraktane i norske kroner i negativ retning i tredje kvartal.

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



Figur 1.7.5 viser vekesnitt av den historiske nordiske systemprisen, og terminprisar den siste handelsdagen i tredje kvartal 2012. I siste veka i tredje kvartal var systemprisen på Nord Pool 217 kr/MWh. Siste handelsdag i kvartalet låg terminprisane for hausten rundt 250 kr/MWh, medan prisane for vinteren låg mellom 270 og 320 kr/MWh. Terminprisane for våren låg same dagen rundt 250 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 kostnadane i termisk kraftproduksjon. I tredje kvartal kosta ein utsleppsrett for CO2 i 2012 i gjennomsnitt 7,6 euro/tonn.

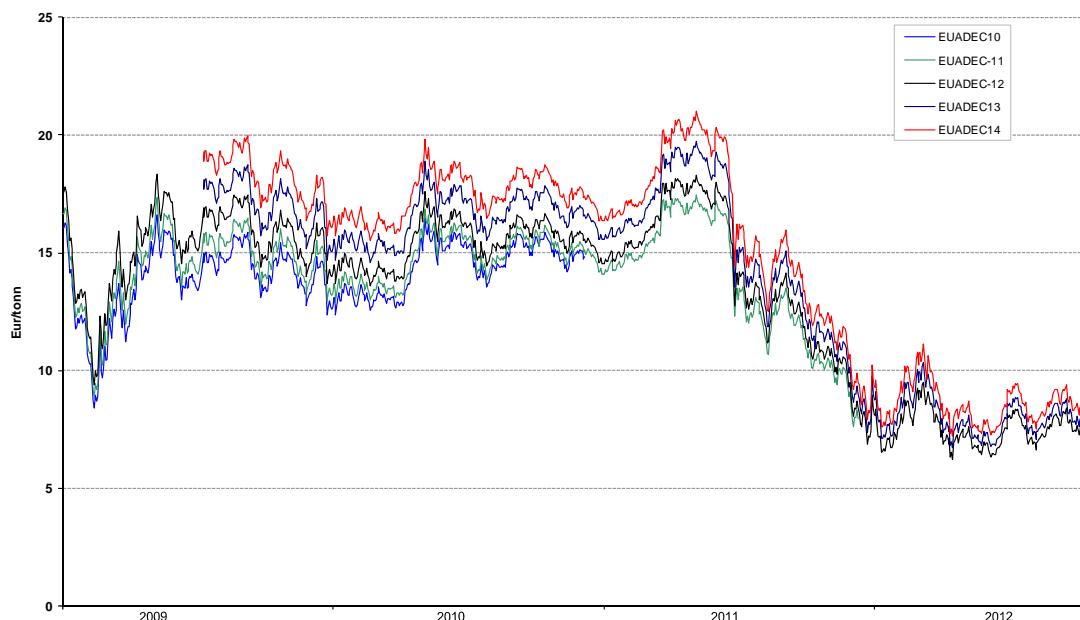
Det er ein auke på 0,6 euro frå kvartalet før. I gjennomsnitt var prisen på utsleppsrettar i tredje kvartal 8,1 euro/tonn for 2013, og 8,6 euro/tonn for 2014. Det er ein auke på 0,6 euro/tonn frå andre kvartal. Sidan midten av 2011 har prisen på utsleppsrettane falle mykje. Uvisse rundt den økonomiske situasjonen i Europa har medverka til prisfallet.

I februar 2009 var prisen på utsleppsrettar for CO<sub>2</sub> rundt 8 euro/tonn. Lågare kraftforbruk og kraftproduksjon som følgje av finanskrisa gjorde at prisen på utsleppsrettane hadde falle samanhengande sidan 2008. Deretter steig prisen i løpet av våren 2009 til i overkant av 15 euro/tonn, der den heldt seg meir eller mindre stabil ut året. Frå og med andre kvartal 2010 til andre kvartal 2011 holdt prisen på CO<sub>2</sub>-utslepp seg på mellom 13 og 21 euro/tonn. Sidan har det igjen vore uro rundt økonomien i Europa, og i tredje kvartal 2011 var prisane nede i 10 euro/tonn. I fjerde kvartal same året gjekk prisane ned til 7 euro/tonn.

Frå starten av første kvartal og fram til midten av februar auka prisen på kontraktane for CO<sub>2</sub> utslepp i 2012, 2013 og 2014. I denne perioden var det kaldt vær i Europa og høgare etterspørsel etter CO<sub>2</sub> utsleppsrettar sidan det var høg produksjon ved termiske kraftverk. Samstundes var det uvisse om EU ville verte samde om å redusere kvotetaket for 2013-2020. Prisane fall resten av første kvartal og nedgangen heldt fram i andre kvartal. Mot slutten av andre kvartal steig prisane noko, og dei heldt seg på dette nivået før dei gjekk litt ned mot slutten av tredje kvartal. Prisstigninga i sommar har samanheng med at det var gjeve signal frå EU om at talet på kvotar tilgjengeleg for marknaden skulle reduserast. I haust har dei framleis ikkje vorte samde om eit tal, noko som har medverka til at prisene igjen fall noko.

Kontrakten for 2012 vart handla for 7,8 euro/tonn i slutten av tredje kvartal, og dei tilsvarende kontraktane for 2013 og 2014 for 8,3 og 8,8 euro/tonn. Dei tre kontraktane hadde dermed ein prisnedgang på høvesvis 5,4 og 4 prosent i tredje kvartal.

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



Mot slutten av 2008 fall prisen på naturgass på dei tre største handelsplassane; National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland, monaleg. Prisfallet kan sjåast i samanheng med nedgangen i verdsøkonomien til same tid. Prisnedgangen heldt fram inn i 2009, men så gjekk prisane noko opp igjen. I 2010 gjekk prisane på gass på desse handelsplassane frå

rundt 100 øre/Sm3 i først kvartal til over 190 øre/Sm3 i slutten av 2010. Sidan steig gassprisane opp mot 207 øre/Sm3 i tredje kvartal 2011. På slutten av fjerde kvartal 2011 var prisen nede i 176 øre/Sm3. Prisnedgangen heldt fram inn i 2012, men frå midten av januar og ut første kvartal auka prisen, då det vart kaldare vær og dermed høgare etterspørsel etter gass for oppvarmingsføremål. Prisane vart truleg pressa ytterlegare oppover som følgje av utfall av fleire stor gassrør. På slutten av første kvartal 2012 låg gassprisen rundt 190 øre/Sm3. I mai vart prisane pressa noko opp før dei fall og enda på rundt 180 øre/Sm3 ved utgangen av kvartalet. I første veke i tredje kvartal hoppa prisane opp til omlag 200 øre/sm3. Det kan ha samanheng med justering av prisar frå eitt kvartal til eit anna. I tillegg tok fleire norske oljeselskap ut arbeidarar på den norske kontinentalsockelen i streik. Streiken vart avslutta med tvungen lønnsnemd, men det var lenge usikkerheit knytt til om andre delar av oljenæringa ville bli ramma av streik. Vekeprisane heldt seg på rundt 200 øre/Sm3 gjennom heile kvartalet.

På NBP var gassprisen 169 øre/Sm3 første veka i 2012. Siste veka i tredje kvartal hadde prisen auka til 199 øre/Sm3. Snitprisen for gass handla på NBP i tredje kvartal var 202 øre/Sm3. Det er 18 øre høgare enn snitprisen i andre kvartal 2012. Tar ein utgangspunkt i eit kraftverk i Storbritannia med ein nyteeffekt på 55 prosent, ville brenselkostnadane for gass handla på spotmarknaden (eksklusiv rørtariff innanlands) i tredje kvartal vore i snitt 363 kr/MWh. Det er ein auke på 33 kr/MWh i forhold til andre kvartal 2012.

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 2007 og ut tredje kvartal 2012.

**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



Det var ein liten nedgang i gjennomsnittleg vekepris på kol i tredje kvartal 2012. I veke 27 vart kontrakten for det nærmaste kvartalet (Front Quarter) handla for 93 dollar/tonn. Siste veka i kvartalet var prisen 89 dollar/tonn. Snitprisen for kvartalet var 92,7 dollar/tonn, som er 2 dollar/tonn lågare enn i kvartalet før.

Med ein kolpris på 92,7 dollar/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport frå Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i eit kolkraftverk som bruker importert kol med 40 prosent nytteeffekt ha vore 174,4 kr/MWh.

Figur 1.7.8 viser kolprisen frå 2007 og ut tredje kvartal 2012. API2 er ein indeks for prisutvikling på kol der frakt- og forsikringskostnadar er inkludert. API2 måler prisar for kol levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam.

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



## 1.8 Sluttbrukarmarknaden

### 1.8.1 Hushaldsmarknaden

#### Prisar og straumutgiftar

Tabell 1.8.1 syner dei gjennomsnittlege straumprisane for hushaldsmarknaden. Framleis god ressurssituasjon gjennom kvartalet medverka til ein låg gjennomsnittleg pris på straum for hushaldskundar over heile landet i tredje kvartal 2012. Prisen på straum levert på standardvariabelkontrakt<sup>2</sup> og spotpriskontrakt<sup>3</sup> var høvesvis 45 prosent og 42 prosent lågare enn i tredje kvartal 2011.

Dei samla utgiftane til elektrisk kraft (inkl. nettleige og avgiftar) for hushaldskundar i tredje kvartal 2012 var òg låge. For ein representativ hushaldskunde med straum levert på spotpriskontrakt var straumkostnaden (inkl. nettleige og avgiftar) for heile kvartalet på 2230 NOK<sup>4</sup>. Ein må ein tilbake til 2007 for å finne

lågare straumkostnader for ein hushaldskunde med straum levert på spotpriskontrakt i tredje kvartal.

Figur 1.8.1 syner skilnaden på totalkostnad mellom ein standardvariabelkontrakt og ein spotpriskontrakt for både tredje kvartal 2012 og tredje kvartal 2011. Frå og med veke 1 2012 vart påslaget endra frå 1,9 øre/kWh (inkl. mva) til 2,6 øre/kWh (inkl. mva.) som følgje av ein antatt auke i påslaget grunna elsertifikatordninga. For meir informasjon om elsertifikatmarknaden, sjå temaartikkelen om elsertifikatkostnaden.

**Tabell 1.8.1: Gjennomsnittlege prisar, på kraftkontraktar for hushaldskundar. Kjelder: Nord Pool Spot, Konkurransetilsynet og NVE**

Prisar på kontraktar	3. kv. 2012 (øre/kWh)	Endring frå 2. kv. 2012 (øre/kWh)	Endring frå 3. kv. 2011 (øre/kWh)
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	18,5	-9,5	-14,9
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	18,9	-8,9	-19,3
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	22,9	-7,0	-15,3
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	18,1	-5,3	-12,6
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	22,9	-7,0	-15,3
Standardvariabelkontrakt	24,7	-7,1	-17,8
1-årig fastpriskontrakt	39,6	-1,4	-12,2
3-årig fastpriskontrakt	43,5	-0,7	-8,4

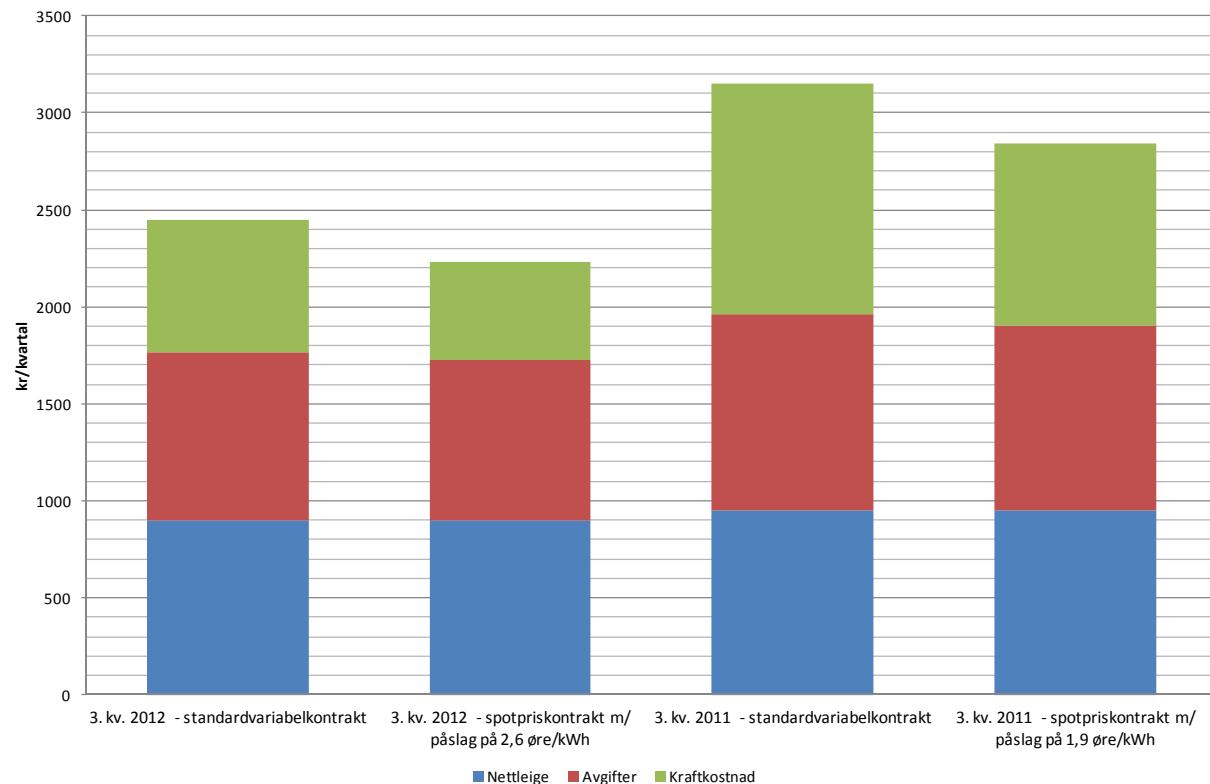
<sup>1</sup> Tabell 1.8.1 syner gjennomsnittlege prisar for ulike kraftkontraktar og er oppgitt i øre/kWh. Prisane for standardvariabelkontrakt er eit gjennomsnitt av eit utval standardvariabelkontraktar tilbode i over ti kommunar på Konkurransetilsynets prisoversikt. Dei gjennomsnittlege områdeprisane for spotpriskontraktar inkluderar eit påslag på 2,6 øre/kWh, som ein antek å vere det gjennomsnittlege påslaget på spotpriskontraktar ved eit forbruk på 20000 kWh/år. Alle prisar inkluderar mva. bortsett frå spotpriskontraktar for Nord-Noreg (NO4) sidan kundar i Nordland, Troms og Finnmark er fritekne frå mva. på straum.

<sup>2</sup> Snitt av standardvariabelkontraktar tilbode i fleire enn 10 kommunar på heimesida til Konkurransetilsynet

<sup>3</sup> Spotpriskontrakt: NVE nytta spotprisen for elspotområdet Aust-Noreg pluss eit påslag på 2,6 øre/kWh

<sup>4</sup> Berekninga legg til grunn straumprisen i elspotområde Aust-Noreg, eit forbruk på 20 000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg temperaturkorrigert forbruksprofil, og ein nettleige tilsvarende landsgjennomsnittet. Ein oversikt over den historiske utviklinga i totalkostnadene til ein berekna spotpriskontrakt for ein representativ hushaldskunde kan ein finne i vedlegget til kvartalsrapporten.

**Figur 1.8.1 Totalkostnad i tredje kvartal 2012 og tredje kvartal 2011 til kraft, nettleige og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.**



For ein representativ hushaldskunde med straum levert på standardvariabelkontrakt var straumkostnaden (inkl. nettleige og avgiftar) 2448 NOK i tredje kvartal 2012. Det er 218 kr meir enn for ein representativ hushaldskunde med straum levert på spotpriskontrakt.

### Tema: Elsertifikatkostnaden

Noreg har frå 1. januar 2012 vore del av ein norsk-svensk elsertifikatmarknad som skal bidra til å auke produksjonen av fornybar kraft. Fram til 2020 skal Sverige og Noreg auke kraftproduksjonen frå fornybare energikjelder med 26,4 TWh, og sluttbrukarar i Noreg skal finansiere utbygginga av halvparten av dette over straumrekninga frå 2012 til 2035. Svenske sluttbrukarar skal finansiere den andre halvparten.

Elsertifikatordninga er utforma slik at kraftleverandørane fakturerer straumkundane for elsertifikatkostnader som ein del av straumrekninga. Kundens kostnad knytt til elsertifikatordninga skal inngå i den prisen<sup>1</sup> kunden på førehand har avtala med kraftleverandøren. Elsertifikatkostnaden skal ikkje skiljast ut som ein eigen kostnad per kWh ved fakturering, generell prisopplysing eller ved marknadsføring av straumavtalar.

<sup>1</sup> **For variable kontraktar**, dvs. kontraktar kor prisen er varierar, men ikkje direkte knytt til elspotprisen i elspotmarknaden, skal elsertifikatkostnaden inngå i det forbruksavhengige leddet.

**For fastpriskontraktar**, dvs. kontraktar kor prisen er avtalt på førehand for en avtalt periode, skal elsertifikatkostnaden inngå i det forbruksavhengige leddet. Dette betyr at kraftleverandøren ikkje kan justere kostnaden til elsertifikater under avtaleperioden, sidan dei samla kostnadane til kunden skal være kjent når avtalen vert inngått.

**For spotpriskontrakter**, dvs. alle kontraktar kor elspotprisen frå elspotmarknaden utgjer eit element i prisen, skal kostnader som følgje av elsertifikatar inngå i det på førehand fastsette påslaget. Kraftleverandørar som berre opererer med eit fastbeløp i tillegg til spotprisen, må inkludere kostnaden knytt til elsertifikatar i dette fastbeløpet dersom de ikkje ønskjer å operere med et påslag.

Årsaka til at kostnaden ved kjøp av elsertifikatar skal inngå i den avtalte prisen, er at straumkundane på førehand skal vite kva for ein pris dei skal betale. Det vil òg vere lettare for kundane å samanlikne prisar for dei ulike straumavtalane som vert tilbode i marknaden når kostnaden knytt til elsertifikat er inkludert i prisen på same måte som forbruksavgifta og meirverdiavgifta. Prisen på elsertifikata vert bestemt av tilbod og etterspurnad. Elsertifikatkostnaden representerar derfor ikkje ein fast kostnad for kraftleverandørane. Krava gjev dermed kraftleverandørane eit insentiv til å kjøpe elsertifikat til lågast mogleg pris i marknaden, slik at dei kan konkurrere om å tilby straumavtalar med lågast totalpris.

#### *Kundens elsertifikatkostnad*

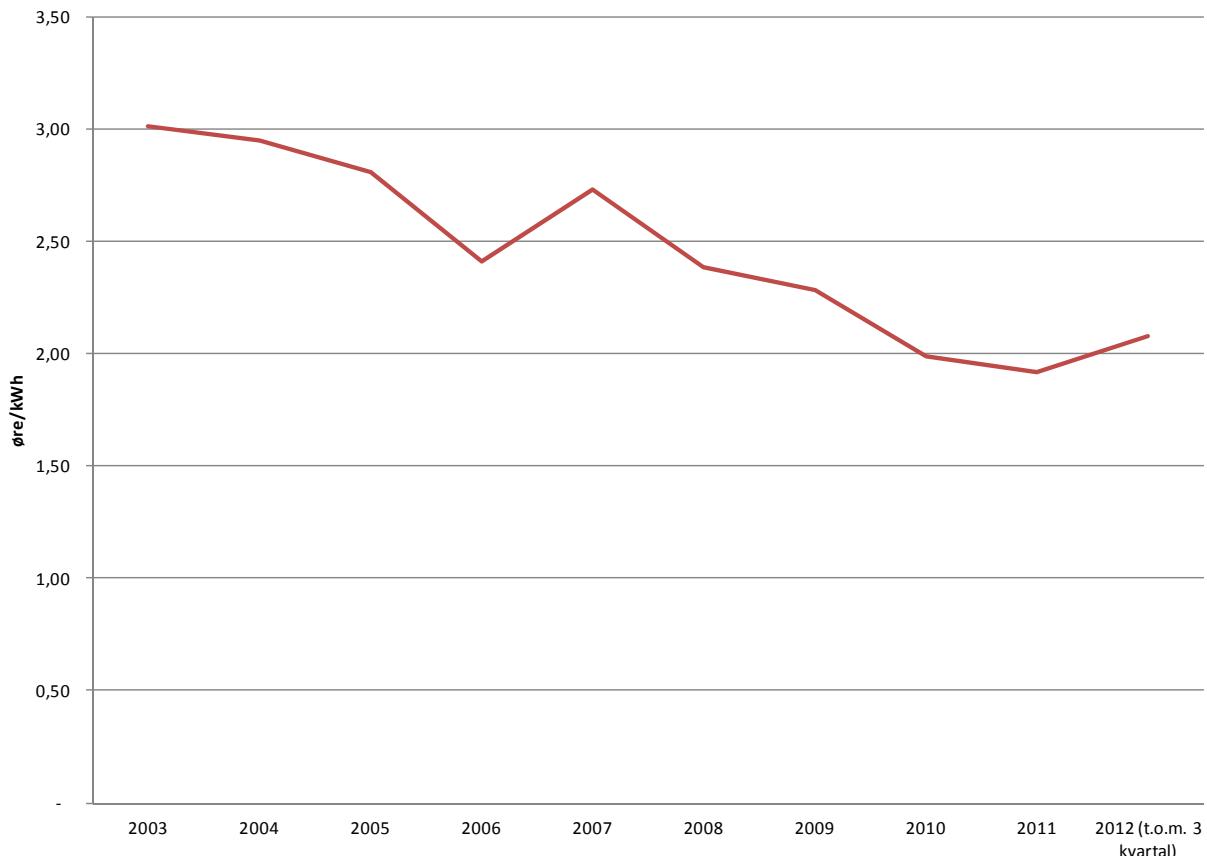
Kor mykje kvar straumkunde må betale i samband med elsertifikatordninga avheng av fleire forhold; kostnaden ved å kjøpe elsertifikat, elsertifikatkota for det enkelte året, kor mykje straum ein brukar og kor store administrative kostnader kraftleverandøren har i samband med å administrere ordninga på vegne av kunden. Prisen som kraftleverandøren må betale for elsertifikata vert fastsett i marknaden og vil variere over tid grunna variasjonar i tilbod og etterspurnad. Så langt i år har prisen for elsertifikat variert mellom 119 kr/MWh og 168 kr/MWh ekskl. mva.

Elsertifikatkota angir da delen av kundens straumforbruk kraftleverandøren er plikt å kjøpe elsertifikat for. Denne delen er fastsett i lov om elsertifikat og vil auke fram mot 2020, før den minkar igjen fram mot 2035. I 2012 skal kraftleverandørane kjøpe elsertifikat som svarar til 3 prosent av straumen kraftleverandøren leverar til kundane. Med marknadsprisane hittil i år vart det ein meirkostnad inkl. mva. i 2012 på mellom 0,45 øre/kWh og 0,63 øre/KWh. I 2013 er delen sett til 4,9 prosent.

Anslaget for årleg straumforbruk kan ein finne på straumrekninga frå kraftleverandøren eller på rekninga frå nettselskapet. Brukar ein 20.000 kWh i året, som er typisk for ein stor leilighet/eit lite hus, blir kostnaden til elsertifikat i 2012 på mellom 90 og 126 kronar (inkl. mva.) – om ein tek utgangspunkt i marknadsprisane slik dei har vore hittil i år.

I tillegg til kostnaden for elsertifikat vil ein kraftleverandør ha kostnader forbunda med administrasjonen av elsertifikatordninga, noko straumkundane også skal betale for. I Sverige har dette historisk lege på mellom 5 prosent og 10 prosent av prisen på elsertifikata.

**Figur 1.8.2 Påslag på spotpriskontraktar ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh. Kjelder: Konurransetilsynet og NVE.**



Figur 1.8.2 visar at det dei siste ti åra har vore ein jamn nedgong i det gjennomsnittlege pris påslaget for spotpriskontraktar (marknadspriskontraktar) i elspotområdet Aust-Noreg, men etter at elsertifikatordninga blei introdusert har det vore ein auke i det gjennomsnittlege pris påslaget for desse kontraktstypane. Tilsvarande trend ser ein i dei andre elspotområda kor elsertifikatordninga gjeld. Hushaldskundar i Finnmark og utvalde kommunar i Nord-Troms<sup>1</sup> er unntatt frå elsertifikatordninga. Sjølv om ein truleg kan venta seg ein ytterlegare auke i pris påslaget så lenge elsertifikatplikta aukar, er det viktig å merke seg at auka kraftproduksjon som følgjer av elsertifikatordninga isolert sett trekker i retning av lågare kraftprisar.

#### Kraftleverandørane sin etterleving av reglane

NVE har registrert at det på nokon av kraftleverandørars internetsider er opplysingar som bryt med reglane knytt til informasjon om kundanes elsertifikatkostnad. Til dømes er det nokon kraftleverandørar som opplyser om kor mykje elsertifikatkostnaden utgjer av prisen for dei ulike straumavtalane. Dette gjev inntrykk av at elsertifikatkostnaden er ein fastsett kostnad som kraftleverandören ikkje kan påverka. NVE har også sett at nokon kraftleverandørar brukar delar av informasjonen om elsertifikatordningen frå NVE sine internetsider på ein misvisande måte, ved at dei til dømes presenterar NVE sitt *anslag* for kor høg elsertifikatkostnaden blir i 2012 som *faktisk* elsertifikatkostnad. Dei kraftleverandørane som følgjer denne praksisen vil få eit pålegg frå NVE om å endra sine internetsider.

På NVE si nettside kan ein finne informasjon om elsertifikatordninga og ein elsertifikatkalkulator kor ein kan rekne ut kor mykje ein som straumkunde må betale kvart år fram til 2036 ved ein gitt elsertifikatpris og eit gitt nivå på straumforbruket. Det årlege straumforbruket kan ein finne på

<sup>1</sup> Karlsøy, Kvænangen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy og Storfjord

reikninga for straum eller nettleige. Sidan ein ikkje med visse kan føreseia kva elsertifikatprisen blir i framtida, blir talet for framtidige år berre eit anslag.

## 1.8.2 Næringsmarknaden

### Prisar og kontraktar

NVE har ikkje motteke straumprisar frå SSB for næringsmarknaden for tredje kvartal 2012. Tabell 1.8.2 syner difor berre prisar for andre kvartal 2012.

Elspotprisen i dei ulike elspotområda har generelt falt i frå andre kvartal 2012 til tredje kvartal 2012. Det er difor truleg at næringskundar med straum levert på spotpriskontrakt også har fått ein lågare pris frå andre kvartal 2012 til tredje kvartal 2012.

Tabell 1.8.3 syner ein oversikt over kontraktval blant næringskundar. I andre kvartal 2012 syner tabellen at dei fleste næringskundane innafor tenesteytande næringar (83,1 prosent) og industri (84,5 prosent) får straum levert på spotpriskontrakt. Det er høvesvis 18 og 19,4 prosentpoeng fleire samanlikna med hushaldskundar<sup>1</sup>.

**Tabell 1.8.2 Kraftprisar ekskl. avgiftar i Noreg for næringskundar. Kjelde: SSB**

Tenesteytande næringar	3. kvartal 2012	2. kvartal 2012	3. kvartal 2011	Endring frå 2. kvartal 2012
Nye fastpriskontraktar	...	34,5	37,6	...
Eldre fastpriskontraktar	...	38,2	40,6	...
Spotpriskontrakt	...	23,8	30,5	...
Variabelpriskontraktar	...	27,2	37,4	...
Industri utanom kraftkrevjande industri	3. kvartal 2012	2. kvartal 2012	3. kvartal 2011	Endring frå 2. kvartal 2012
Nye fastpriskontraktar	...	35,9	38,1	...
Eldre fastpriskontraktar	...	37,5	27,1	...
Spotpriskontrakt	...	22,9	28,4	...
Variabelpriskontraktar	...	30,0	36,9	...
Kraftkrevjande industri	3. kvartal 2012	2. kvartal 2012	3. kvartal 2011	Endring frå 2. kvartal 2012
Fastpriskontraktar og ikkje marknadsbestemte prisar	...	23,2	21,6	...
Spotpriskontrakt	...	22,6	27,1	...

**Tabell 1.8.3 Klassifisering av næringskundar etter omsatt volum på ulike straumavtalar i prosent. Kjelde: SSB**

Tenesteytande næringskundar (prosent)	3. kvartal 2012	2. kvartal 2012	3. kvartal 2011
Fastpriskontraktar	...	10,1	5,6
Kontraktar knytt til elspotprisen	...	83,1	66,9
Variabelpriskontraktar	...	5,8	27,5
Industrikundar bortsett frå kraftkrevjande industri	3. kvartal 2012	2. kvartal 2012	3. kvartal 2011
Fastpriskontraktar	...	12,1	78,4*
Kontraktar knytt til elspotprisen	...	84,5	15,4*
Variabelpriskontraktar	...	3,4	6,1*
Kraftkrevjande industri	3. kvartal 2012	2. kvartal 2012	3. kvartal 2011
Fastpriskontraktar og ikkje marknadsbestemte prisar	...	96,3	57,3**
Kontraktar knytt til elspotprisen	...	3,7	42,7**

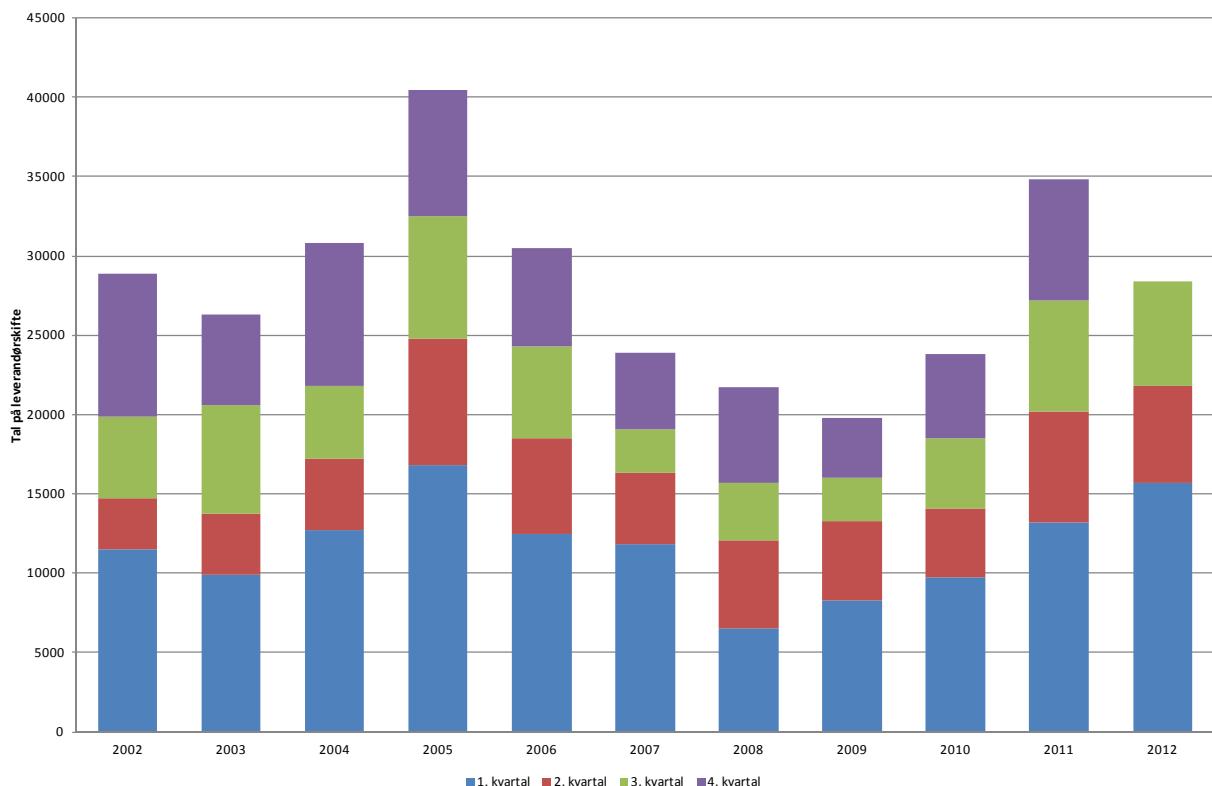
<sup>1</sup> Ei oversikt over kontraktsval i hushaldsmarknaden kan ein finne i tabell 3.7 i vedlegget

## Tema: Næringskundar er aktive

Norske næringskundar har hittil i år bytta kraftleverandør 28 400 gonger. Det er ein auke på 4 prosent frå tilsvarande periode i 2011. Tidlegare år har det typisk vore færre byter av kraftleverandør når straumprisane er låge. Hittil i år har talet på leverandørskifte samanlikna med dei tre første kvartala i 2011 haldt seg på eit høgt nivå, trass i lågare prisar. Ein må tilbake til 2005 for å sjå høgare tal på leverandørbytar for dei tre første kvartala i året.

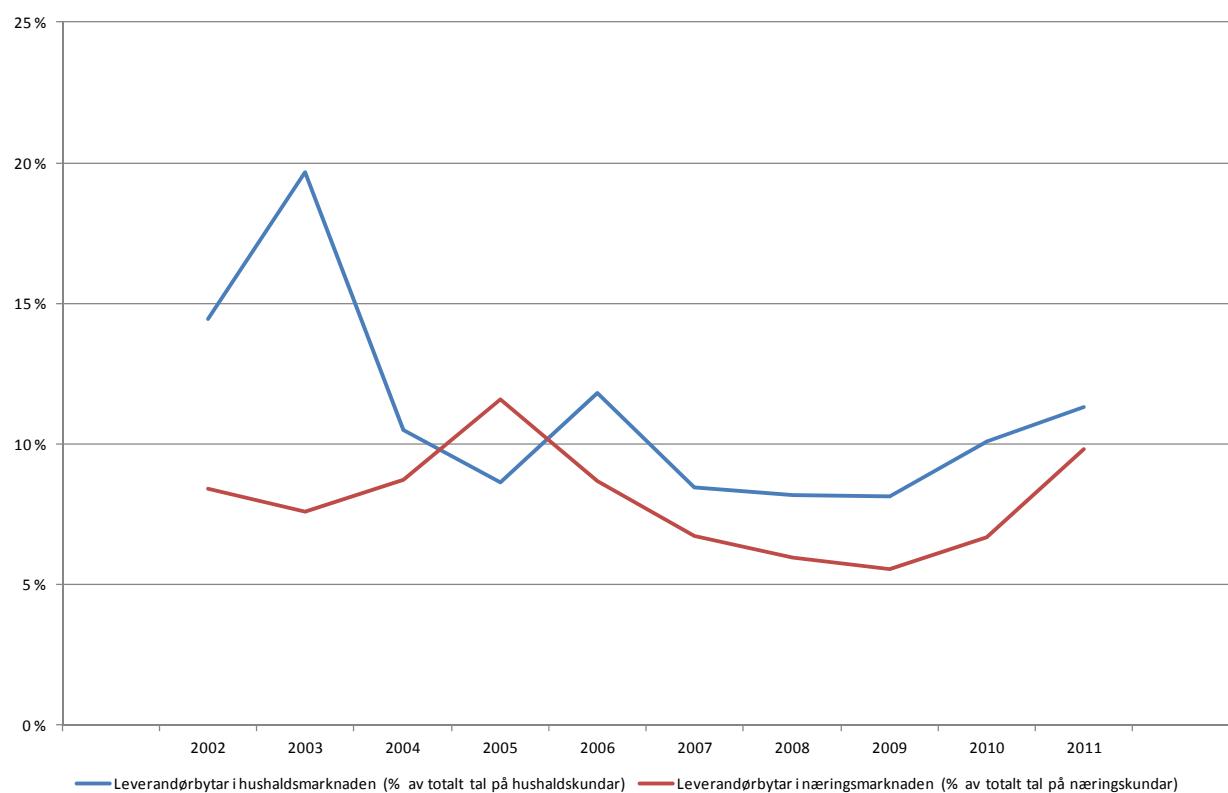
Figur 1.8.3 syner at det normalt er fleire som bytar kraftleverandør i årets første tre månadar, og slik er det også hittil i 2012. Nesten like mange bytar straumleverandør i første kvartal som både andre og tredje kvartal til saman. I tillegg syner leverandørskifteundersøkinga at 40 prosent av alle bytar hittil i år vart gjennomført i løpet av januar 2012.

**Figur 1.8.3 Tal på leverandørskifte i næringsmarknaden per år og kvartal. Kjelde: NVE**



Næringskundar er ein samansatt gruppe med forskjellelege type aktørar med ulike behov. For nokon næringskundar er straum eit viktig kostnadselement. Desse har ofte god kunnskap om marknaden, og finner frem til dei avtalar som passar best for deira behov. Andre næringskundar har mindre kunnskap om kraftmarknaden og kan ha større vanskar med å finne avtalar som passar.

**Figur 1.8.4 Leverandørbytar i næringsmarknaden og hushaldsmarknaden i prosent av totalt tal på kundar per år Kjelde: NVE**



Frå grafen 1.8.4 kan ein sjå at næringskundar generelt bytar kraftleverandør færre gongar, relativt til samla tal på næringskundar, jamført med tilsvarende tal for hushaldskundar. Ei undersøking av små til mellomstore næringskundar i England frå 2008<sup>1</sup> syner at mindre næringskundar ofte har vanskar med å finne frem til gode avtaler fordi dei har lite kunnskap om elmarknaden. Undersøkinga peiker også mot at mindre næringskundar bytar kraftleverandør færre gonger samanlikna med hushaldskundar. Kostnaden knytt til den tida det tar å finne fram til ein betre avtale blir i undersøkinga trekt frem som ein viktig forklaring.

Ein må vere varsam med å trekke parallellear mellom marknader i ulike land, men at tidskostnaden kan vere med å forklare at nokon næringskundar i Noreg ikkje bytar kraftleverandør er sannsynleg. Til samanlikning med hushaldskundar finnes det ikkje ein kraftprisoversikt for små og mellomstore næringskundar. Dei må vurdere om det lønar seg å bytte kraftleverandør eller type avtale ved å sjølv kontakte ulike leverandørar. Det kan derfor ta lengre tid å finne fram til ein ny avtale for ein næringskunde samanlikna med ein hushaldskunde.

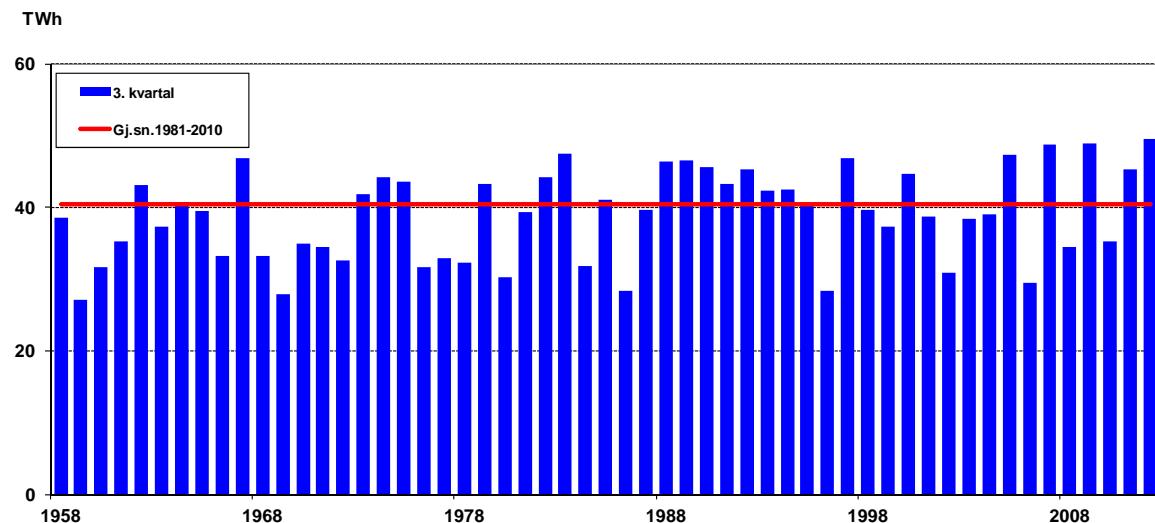
Ettersom aktive næringskundar bidrar til ein meir effektiv kraftmarknad, er det viktig at talet på næringskundar som bytar leverandør er tilstrekkeleg for å halde effektiviteten i marknaden oppe.

<sup>1</sup> Ofgem, 2008, *Energy Supply Probe – Initial Findings Report*

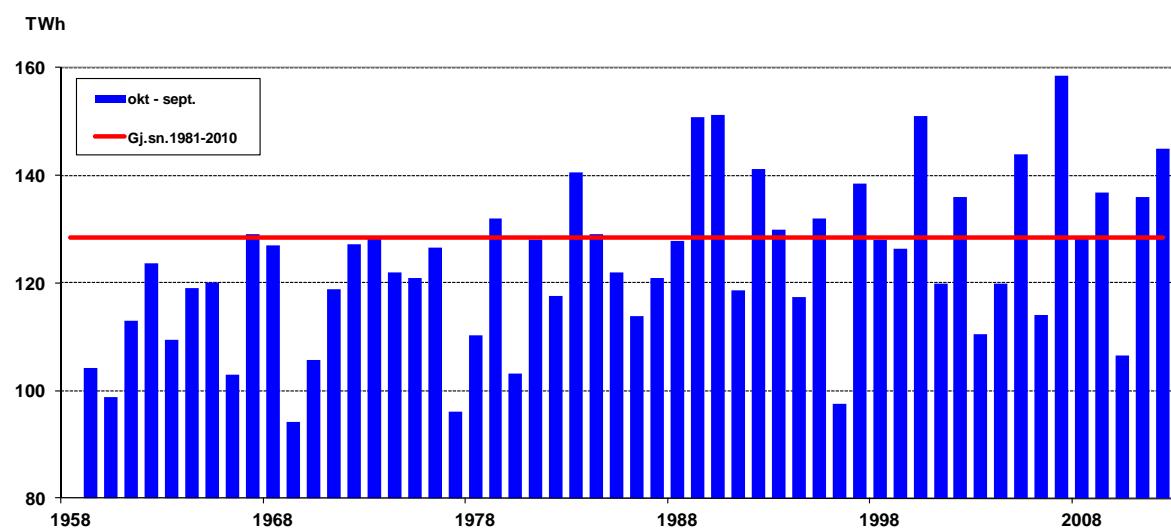
<http://www.ofgem.gov.uk/Markets/RetMkts/ensupro/Documents1/Energy%20Supply%20Probe%20-%20Initial%20Findings%20Report.pdf>

## 2 Vedlegg

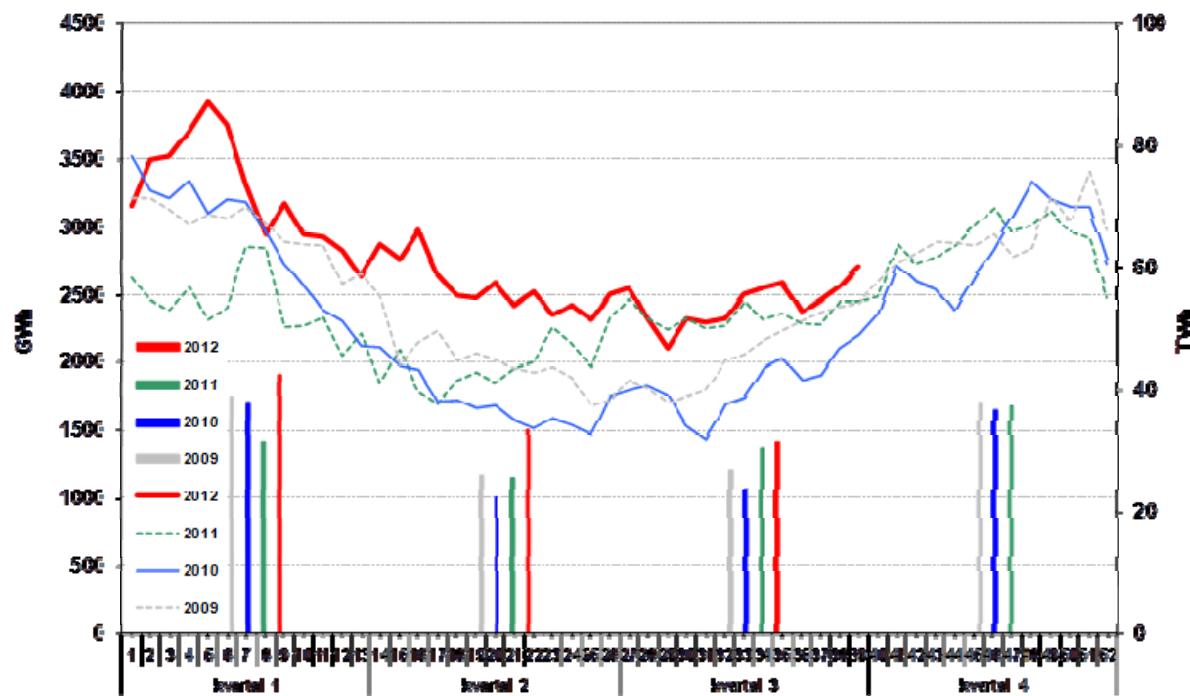
Figur 2.1 Tilsig i Noreg i 3. kvartal 1958 - 2012. Kjelde: NVE og Nord Pool.



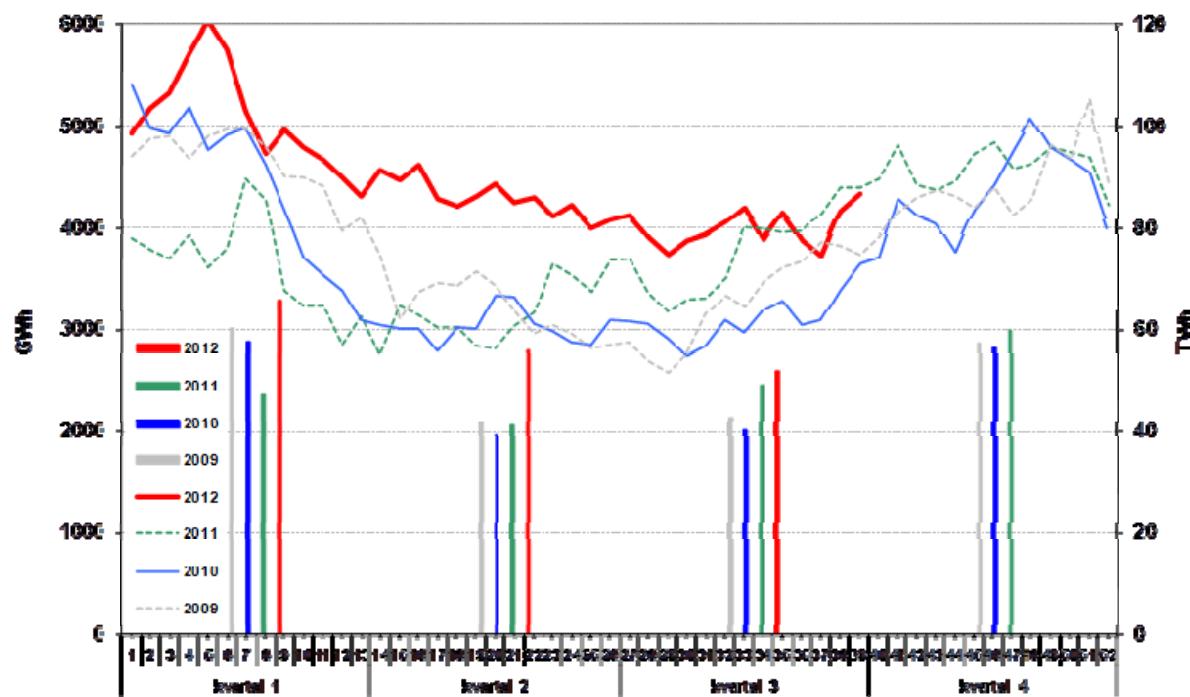
Figur 2.2 Tilsig i Noreg for 12 månadersperioden april - mars for åra 1958 til 2012. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh.  
Kjelde: NVE og Nord Pool Spot



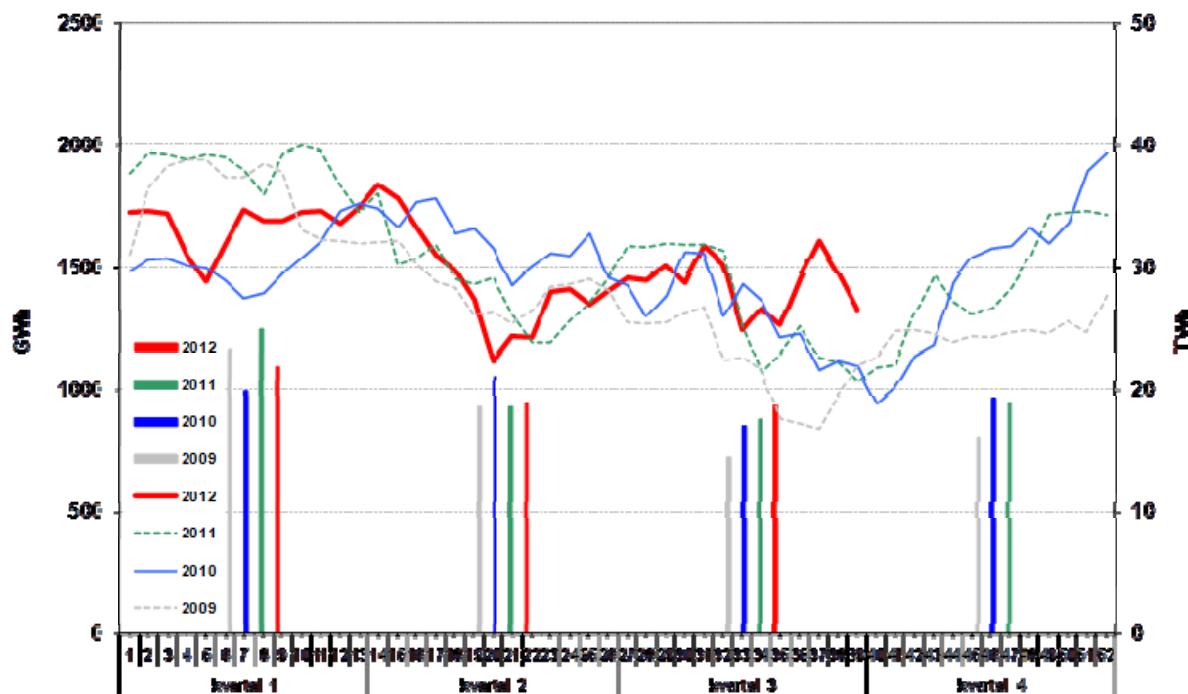
Figur 2.3 Norsk kraftproduksjon, 2009 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



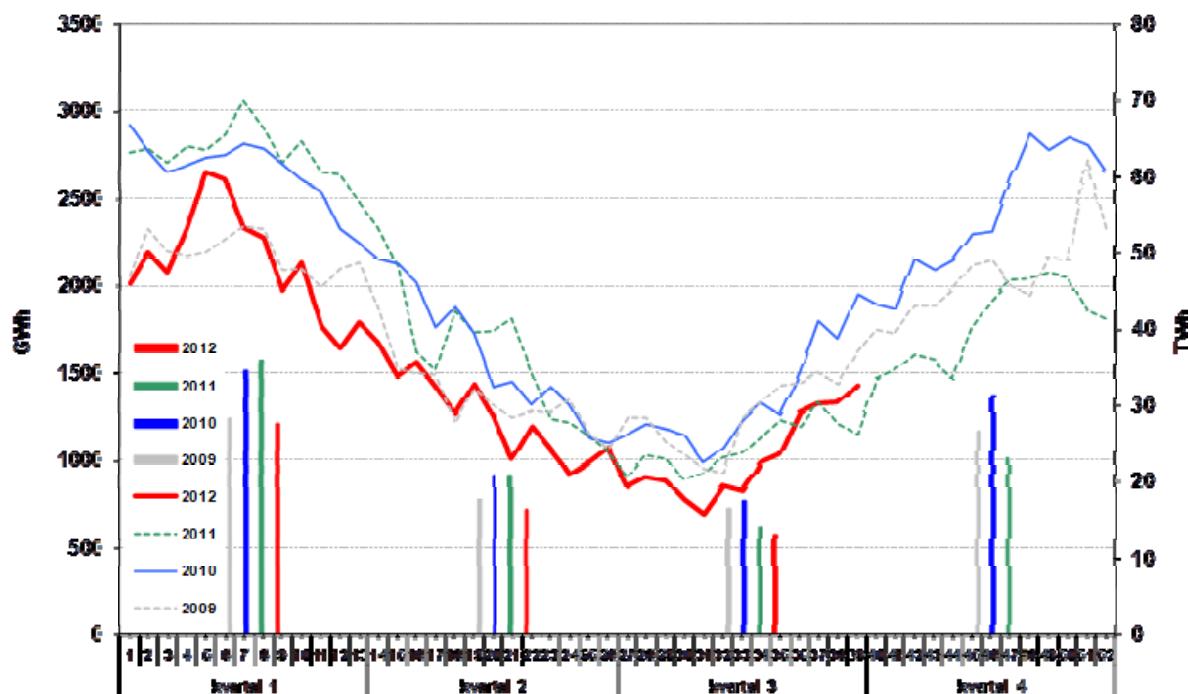
Figur 2.4 Nordisk vasskraftproduksjon, 2009 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



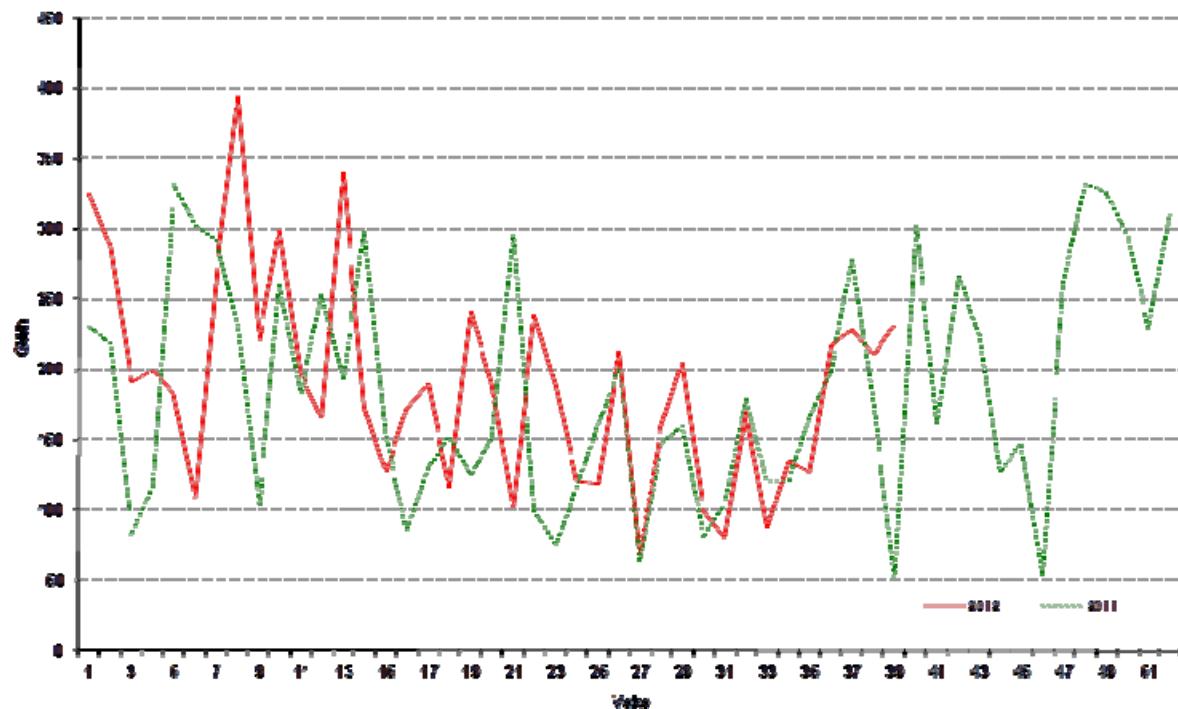
Figur 2.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2009 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse).  
GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



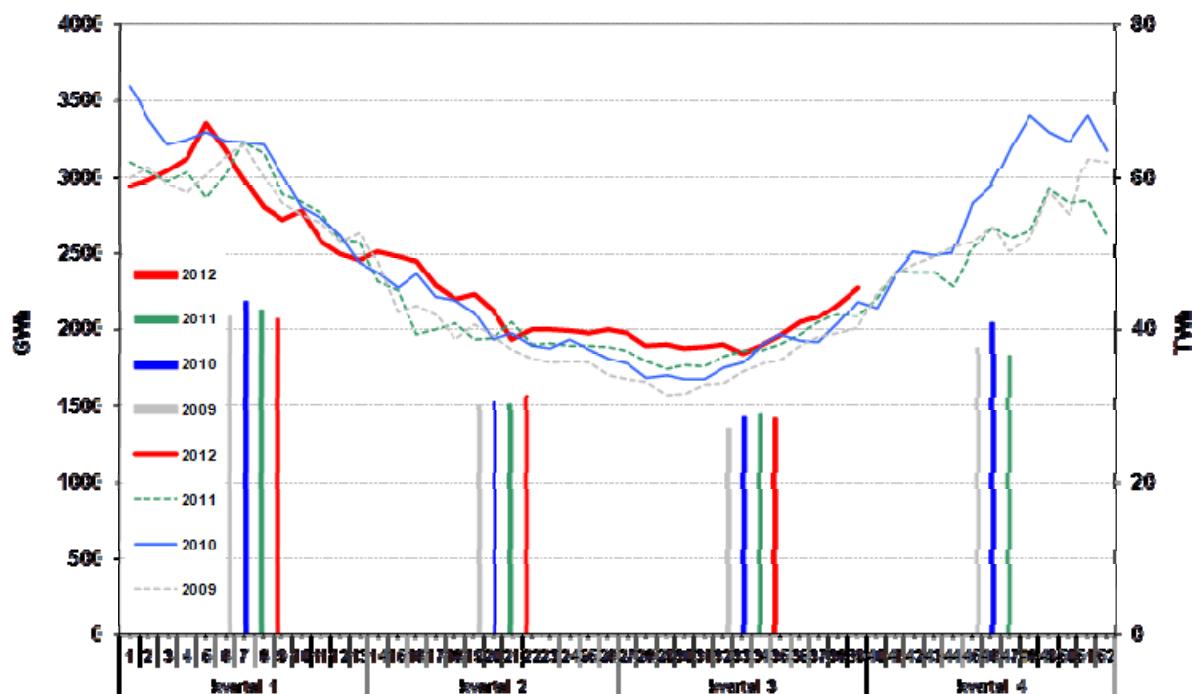
Figur 2.6 Anna nordisk kraftproduksjon, 2009 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse).  
GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



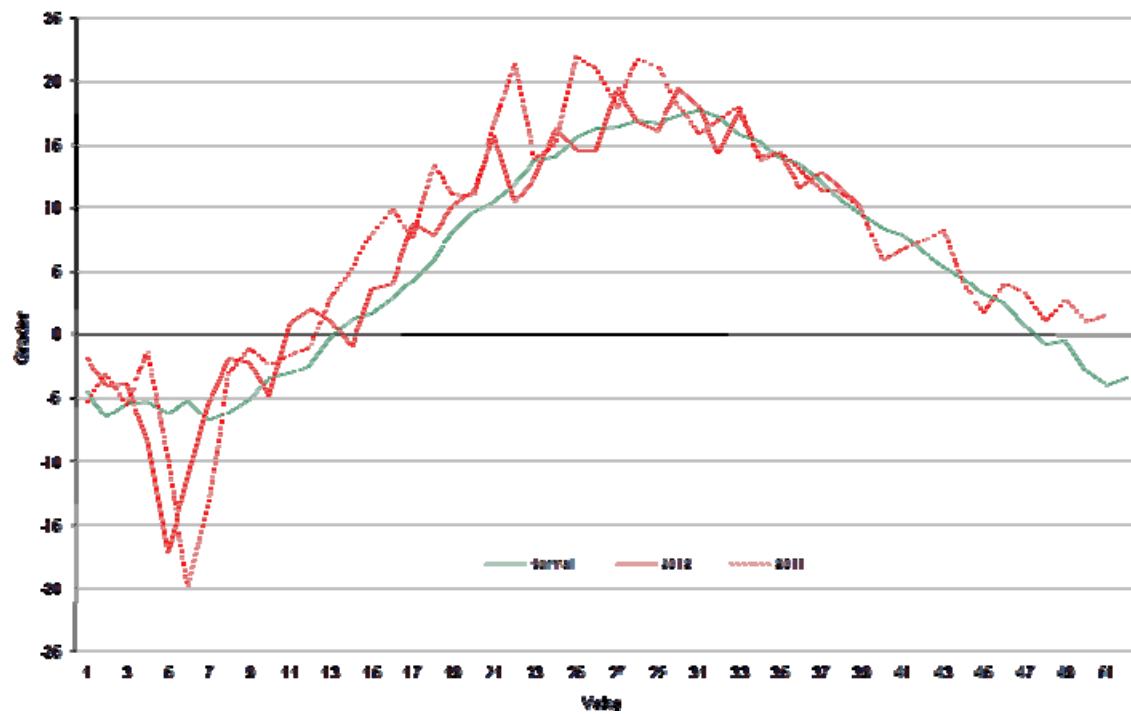
Figur 2.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2011 - 2012 GWh/veke. Kjelde: Energinet.dk



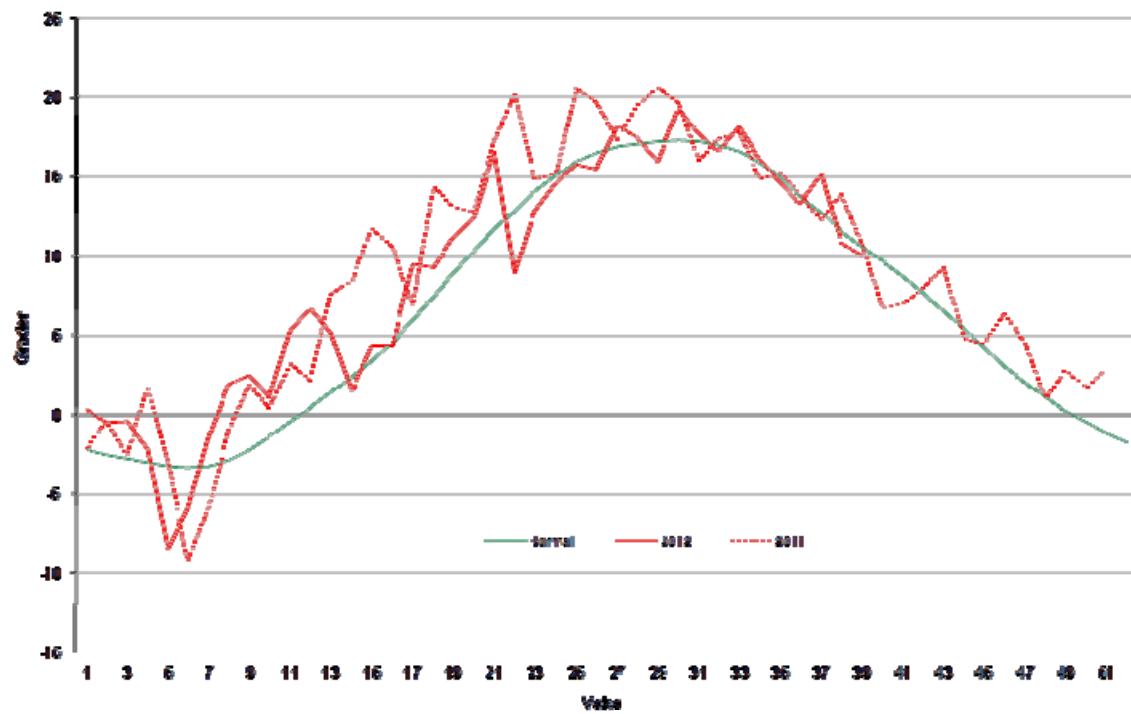
Figur 2.8 Norsk forbruk, 2009 – 2012, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veko og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



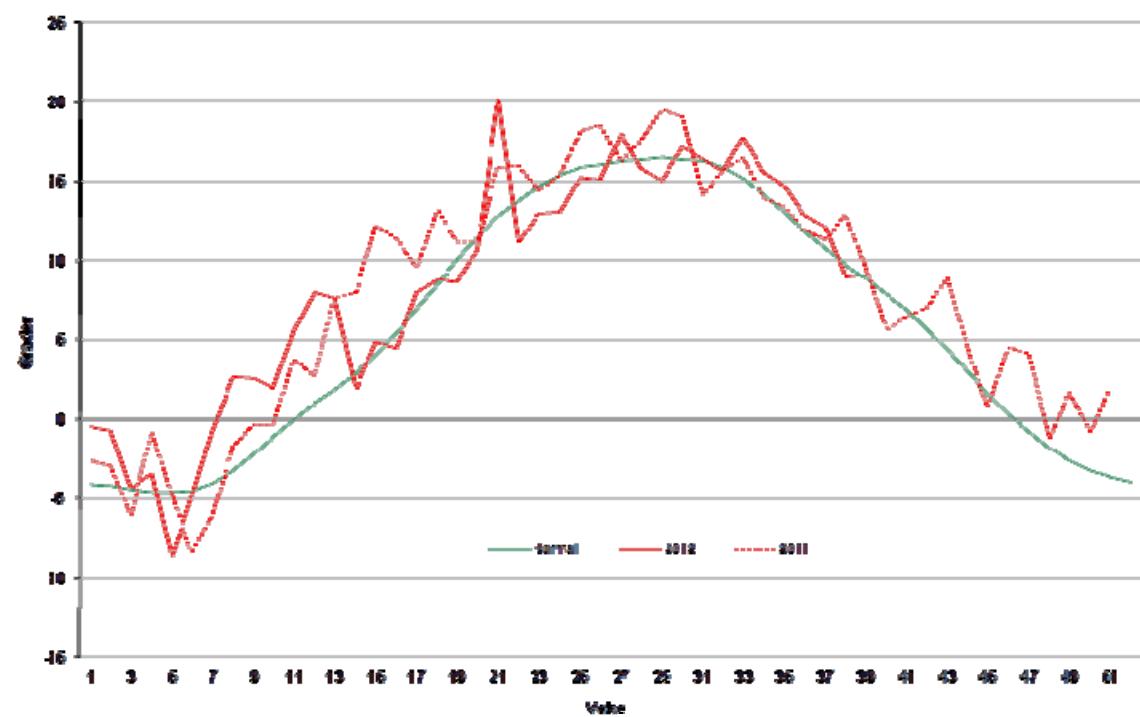
Figur 2.9 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2011 og 2012, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



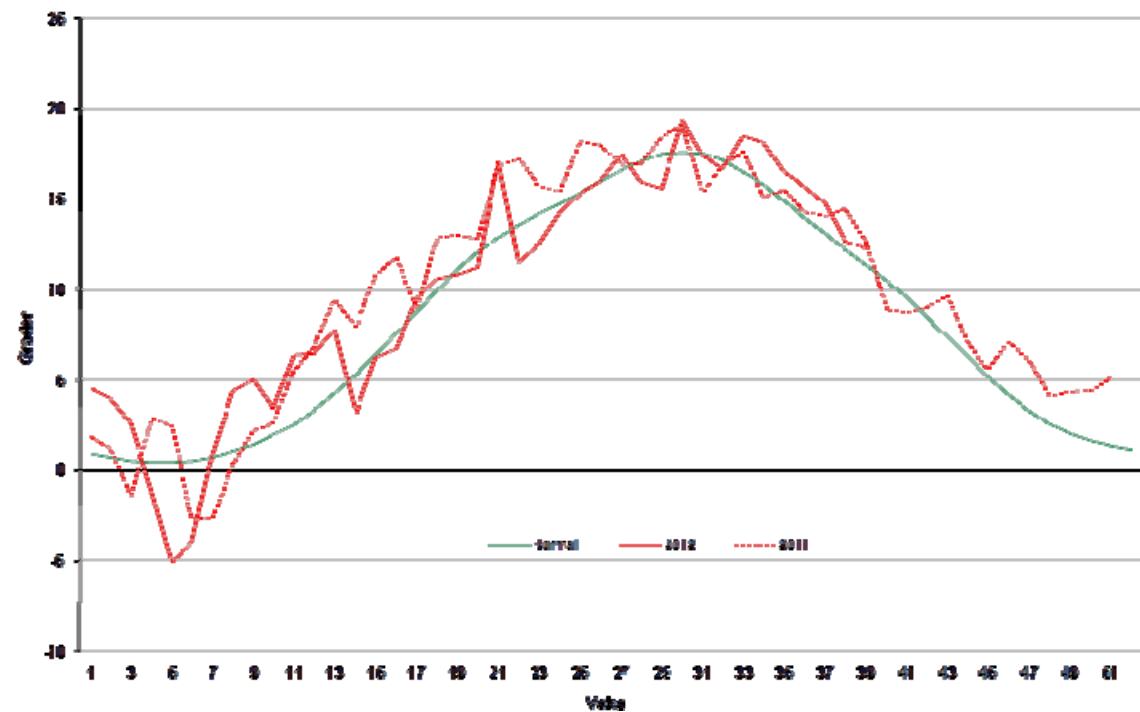
Figur 2.10 Temperaturutvikling - Stockholm, 2011 og 2012, Celsius. Kjelde: Nord Pool



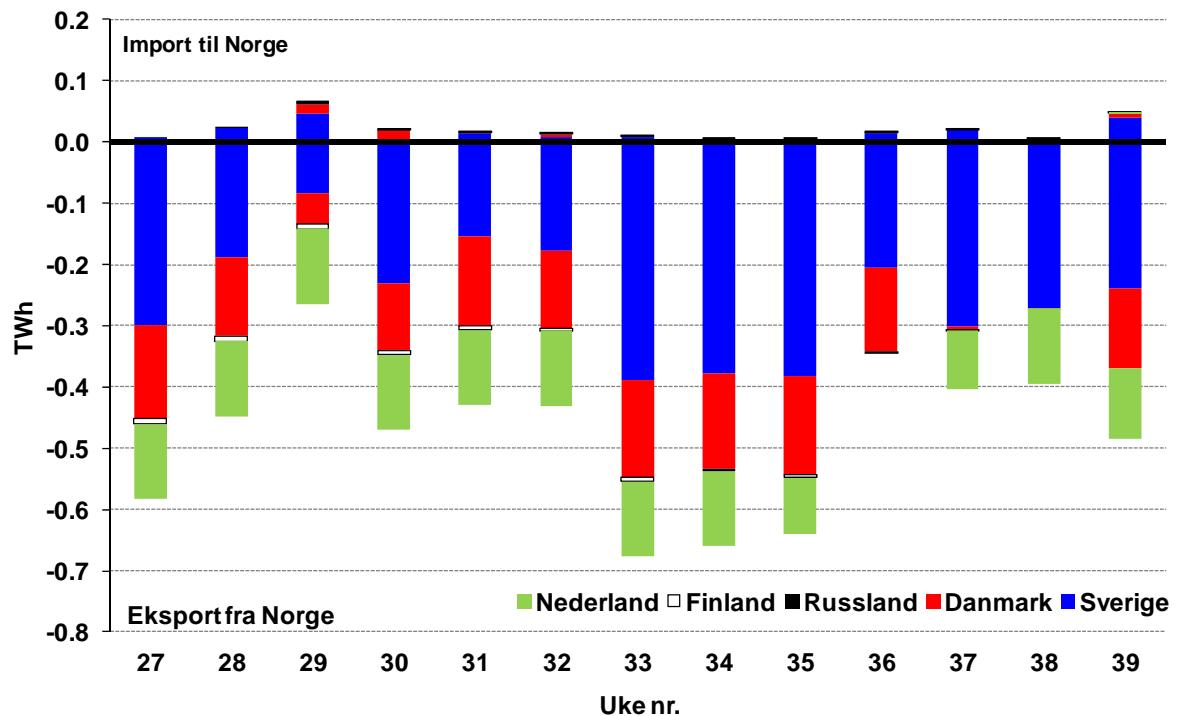
Figur 2.11 Temperaturutvikling - Oslo, 2011 og 2012, Celsius. Kjede: Nord Pool



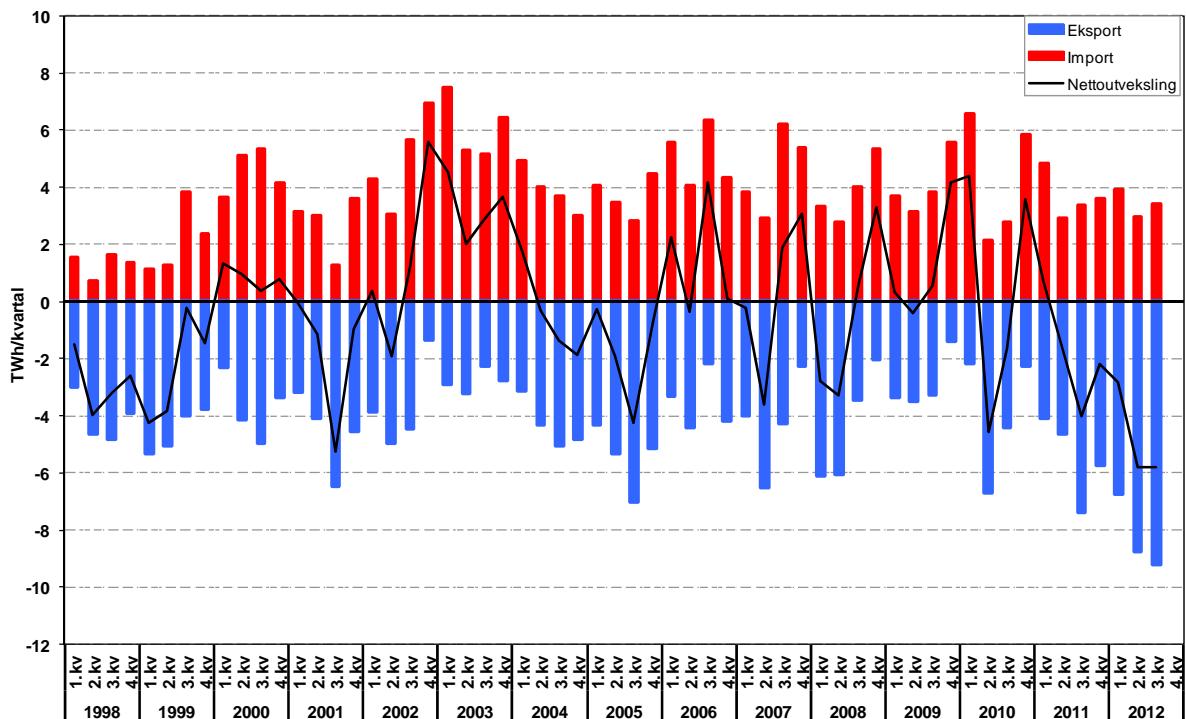
Figur 2.12 Temperaturutvikling - København, 2011 og 2012, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



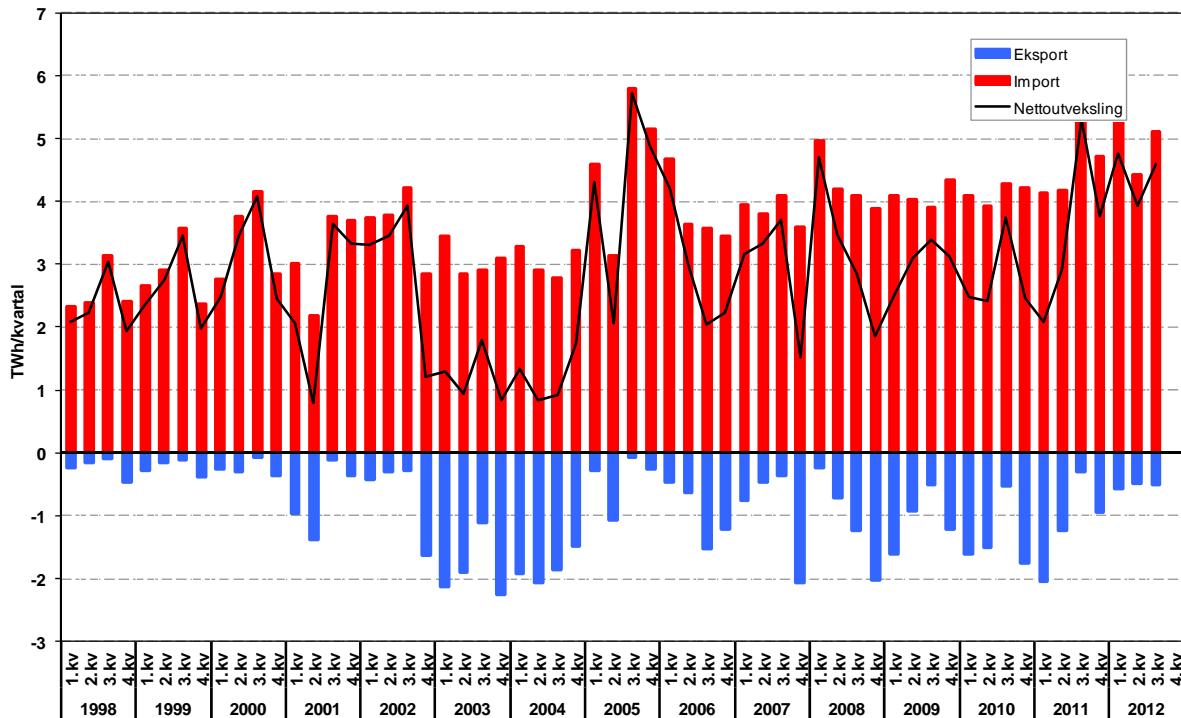
Figur 2.13 Norsk utveksling av kraft i tredje kvartal 2012, TWh. Kjelde: Nord Pool.



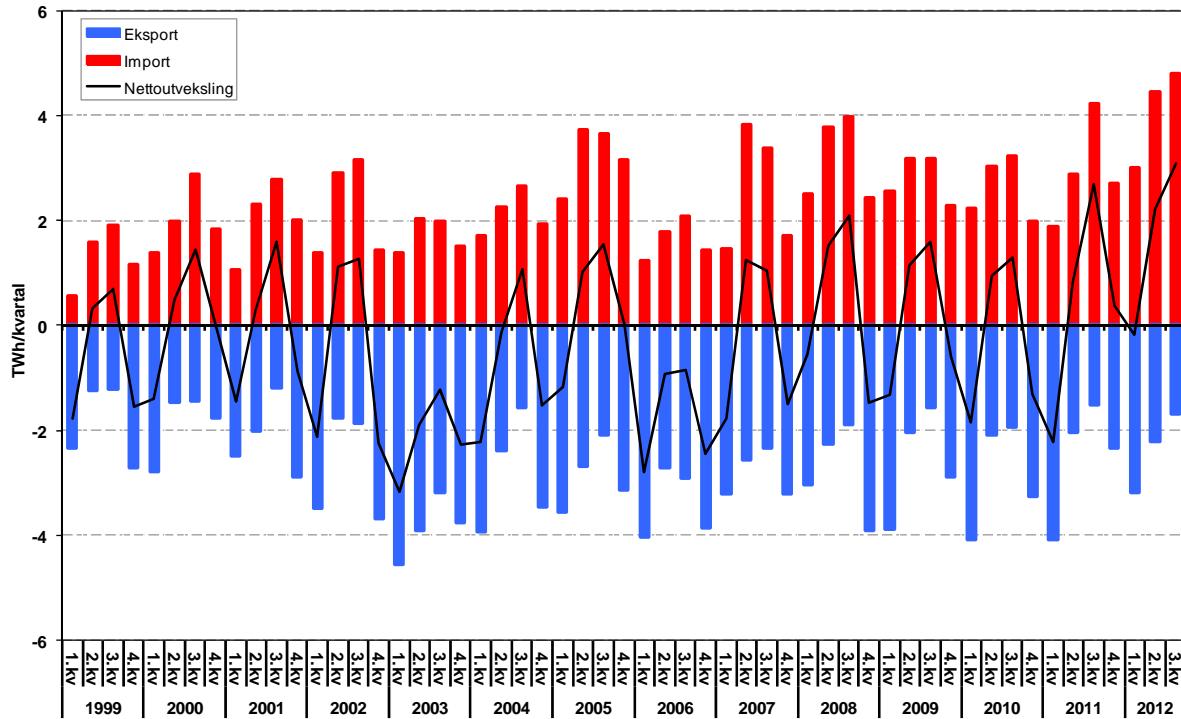
Figur 2.14 Import/eksport Sverige, 1998-2012, TWh. Kjelde: Nord Pool.



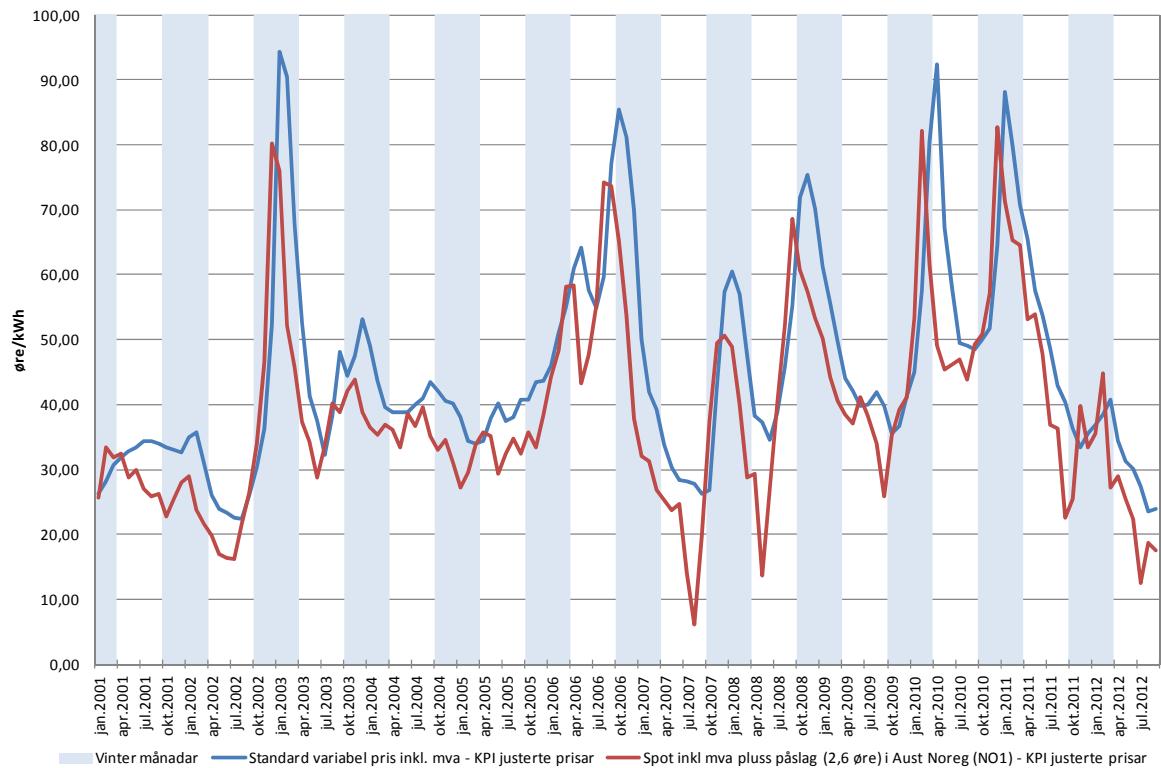
Figur 2.15 Import/eksport Finland, 1998-2012, TWh. Kjelde: Nord Pool.



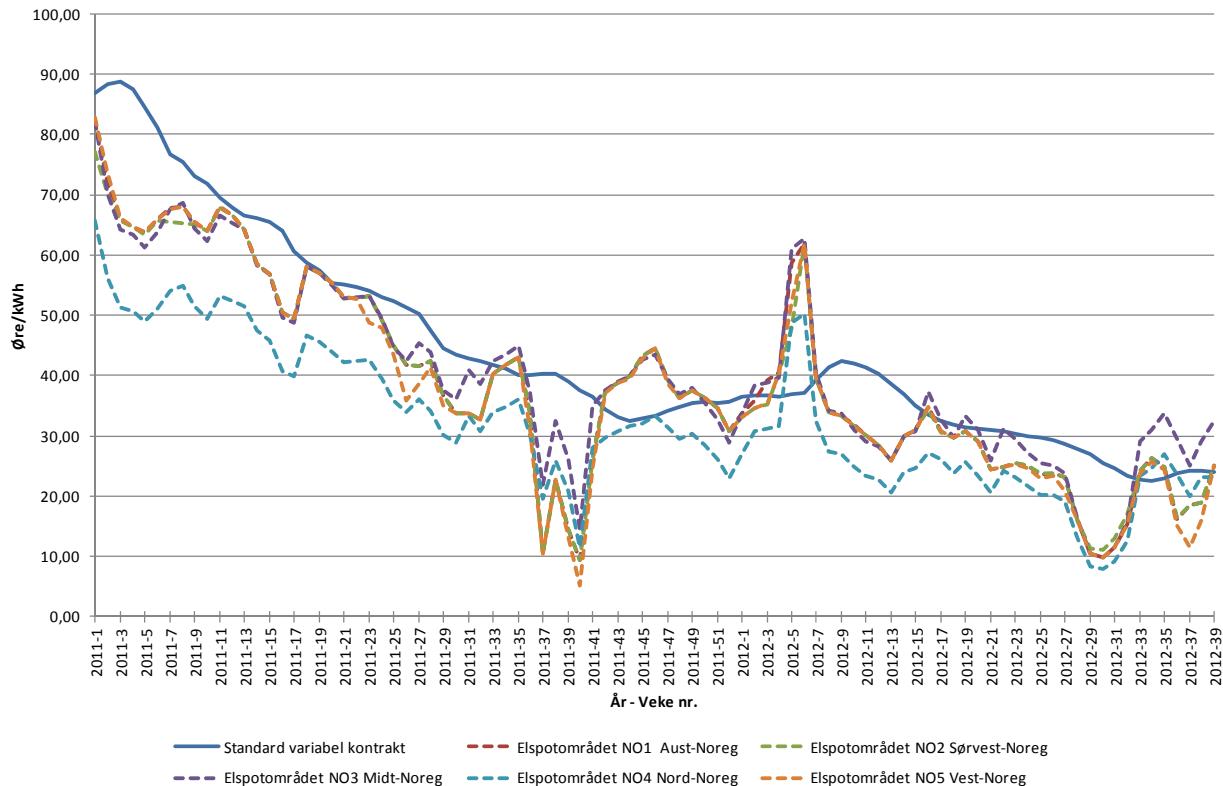
Figur 2.16 Import/eksport Danmark, 1999-2012, TWh. Kjelde: Nord Pool.



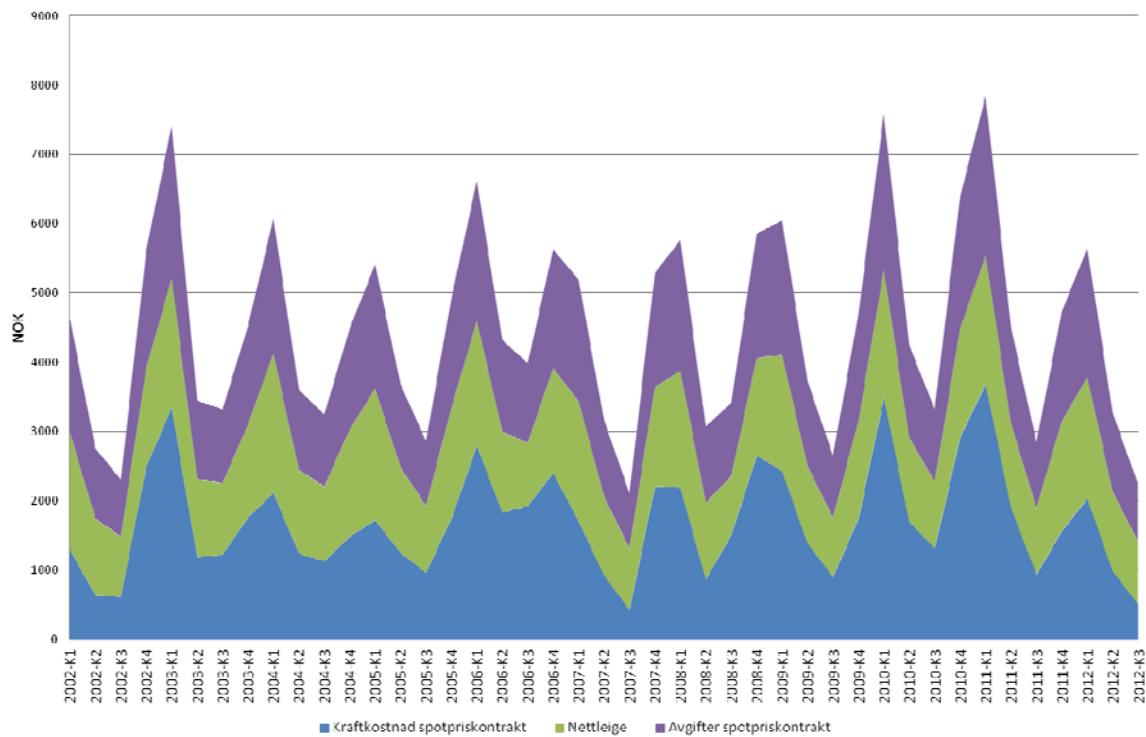
**Figur 2.17 Utviklinga i månadleg gjennomsnittleg straumpris (KPI-justert) for ein spotprisbasert kontrakt for Aust-Noreg (elspotområde NO1) inkl. eit påslag på 2,6 øre /kWh, inkl. mva. og ein gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt (KPI-justert) inkl. mva. Kjelder: Konkurransestilsynet, Nord Pool Spot og NVE**



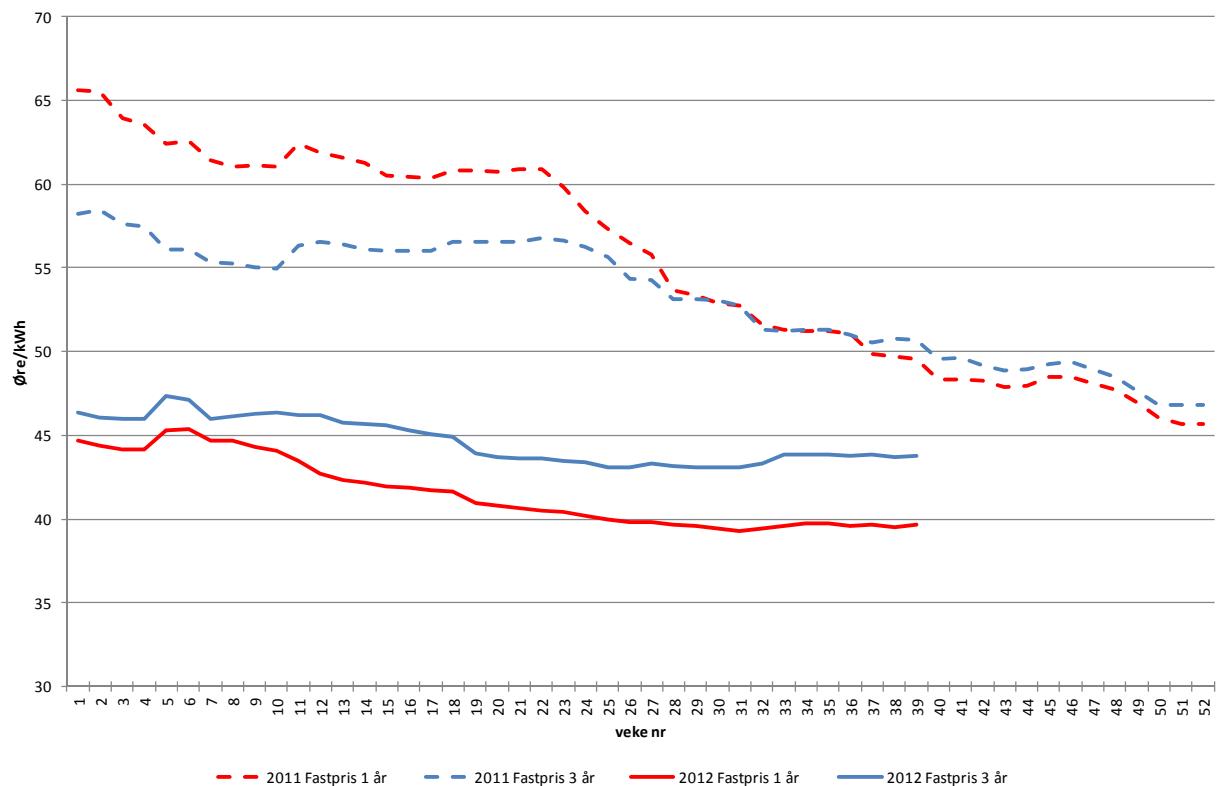
**Figur 2.18 Gjennomsnittlege vekeprisar frå tredje kvartal 2011 til og med tredje kvartal 2012 for standardvariabelkontrakt og spotpriskontrakt i Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg, inkl. eit påslag på 2,6 øre/kWh. Alle prisar, bortsett frå prisen i Nord-Noreg, er inkl. mva. Kjelder: Konkurransestilsynet, Nord Pool Spot og NVE**



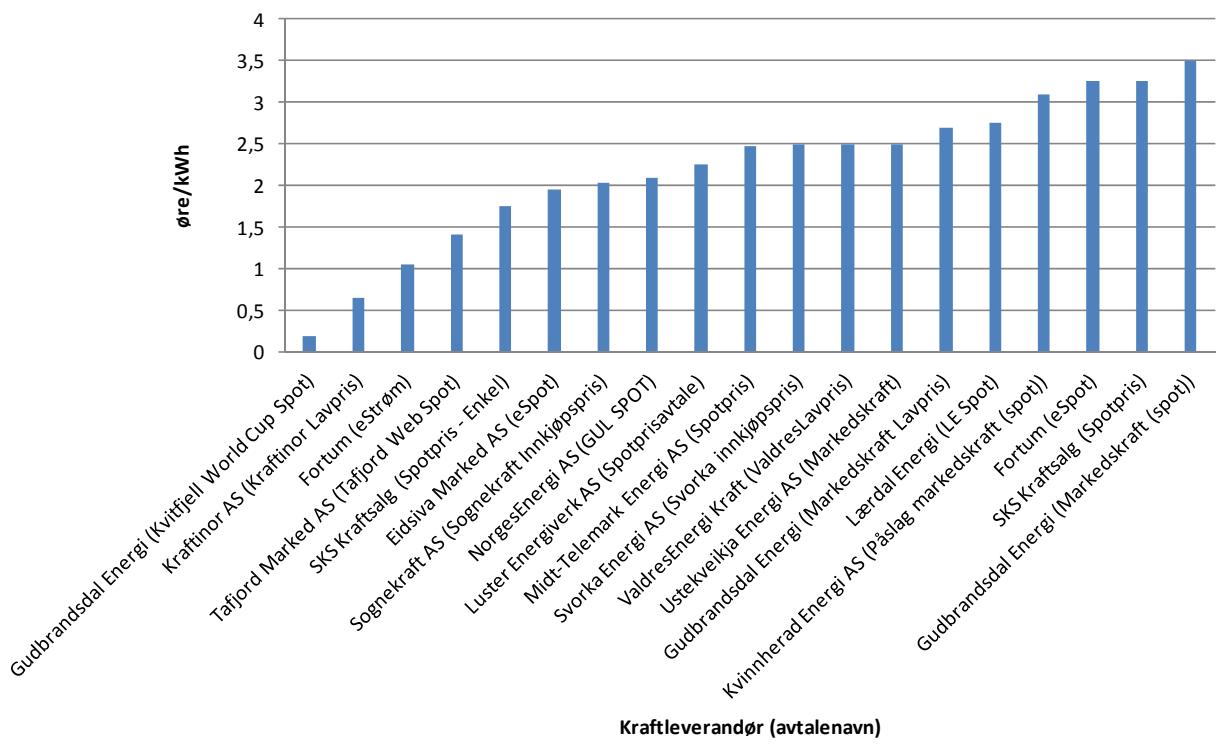
**Figur 2.19 Kvartalsvis kraftkostnad (spotpriskontrakt for elspotområde Aust-Noreg), nettleige, forbruksavgift og mva. i NOK. Alle prisane er KPI justert (Ref=september 2012). Kjelder: Konurransetilsynet, SSB og NVE.**



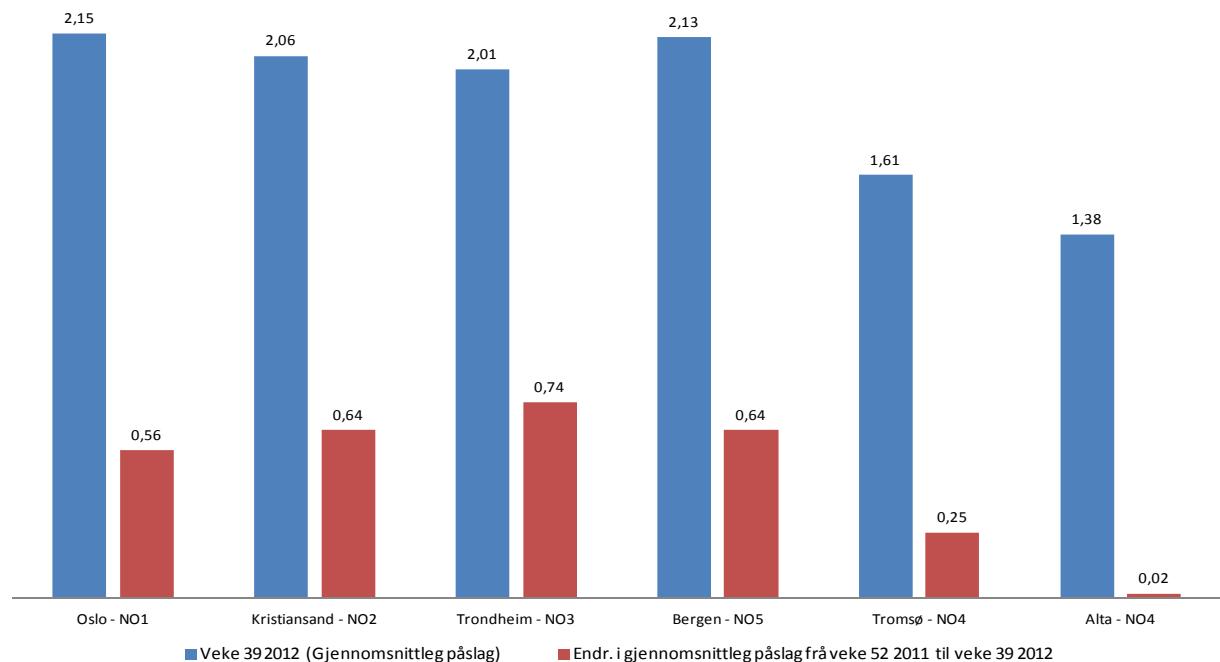
**Figur 2.20 Prisutvikling for eitt- og treårige fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år for 2011 og 2012. Prisane er inkl. mva. Kjelder: Konurransetilsynet og NVE**



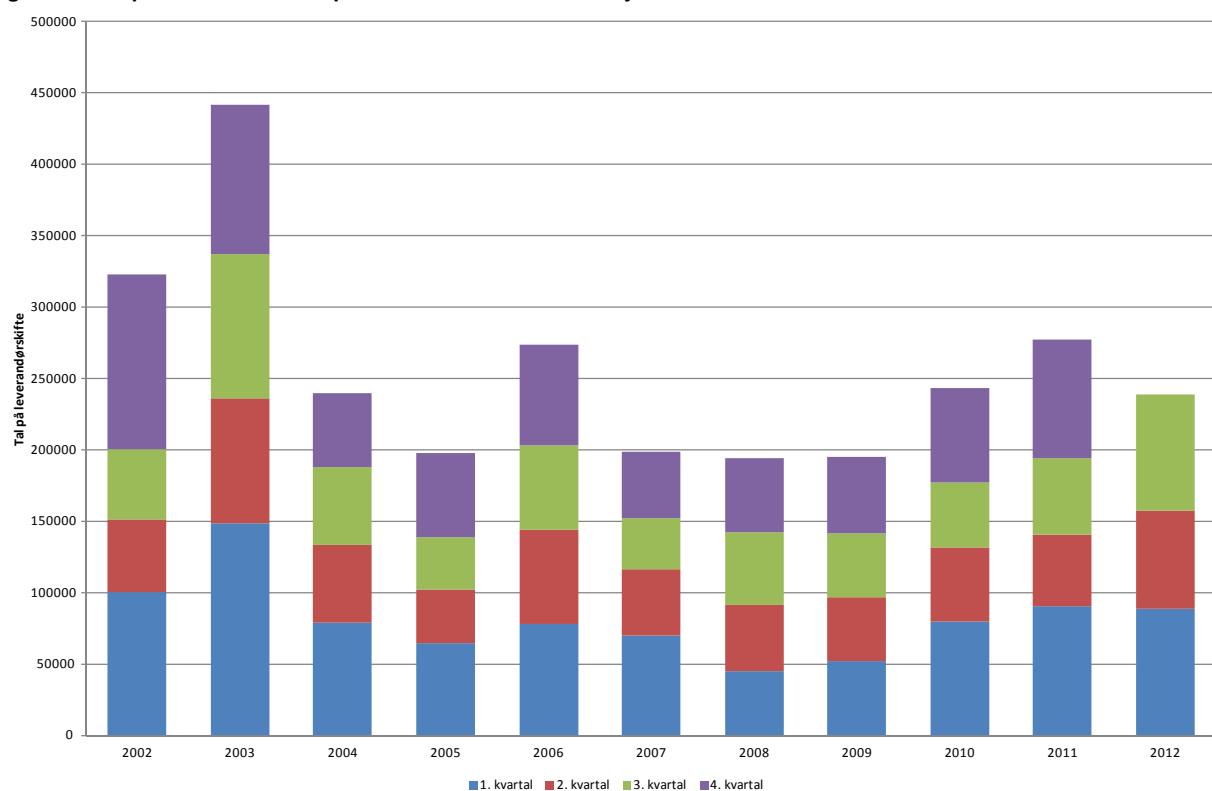
**Figur 2.21** Påslag på spotpriskontraktar med meldeplikt tilbode i Oslo. Påslaget er rekna ut etter eit antatt forbruk på 20 000kWh per år. Kjelder: Konurransetilsynet og NVE



**Figur 2.22** Gjennomsnittleg påslag og påslagsendring på spotpriskontraktar med meldeplikt som er tilbode i Oslo. Påslaget er rekna ut etter eit antatt forbruk på 20 000 kWh.. Kjelder: Statnett, NVE, Konurransetilsynet



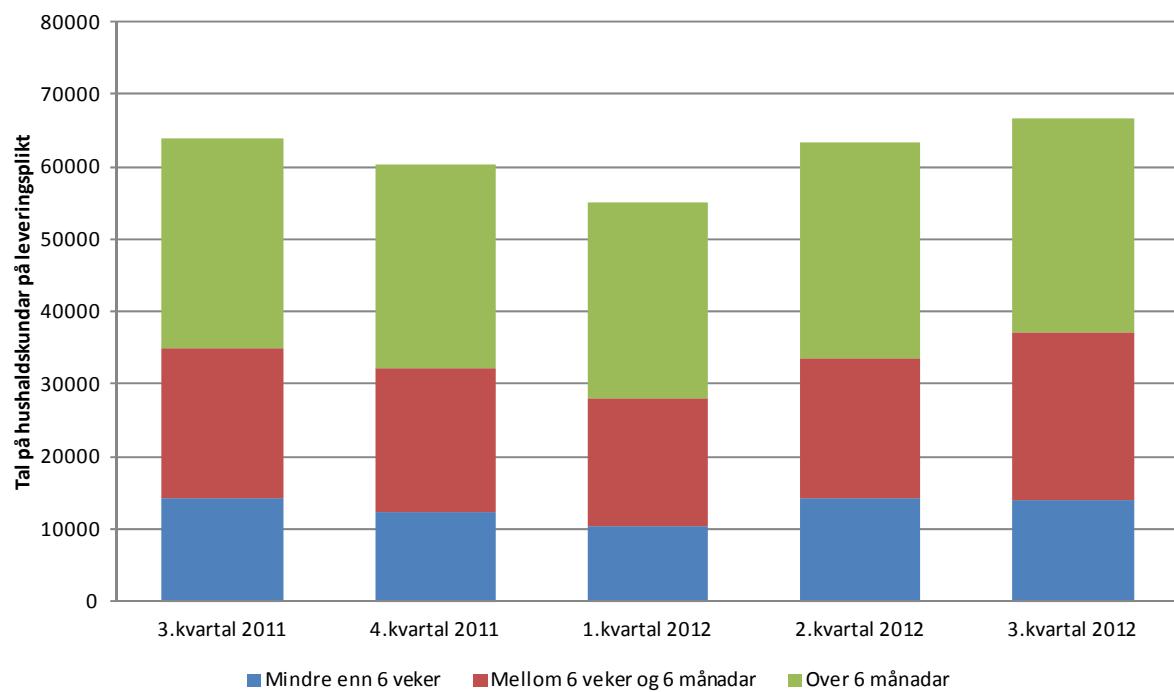
**Figur 2.23** Tal på leverandørskifte per år for hushaldskundar. Kjelde: NVE



**Tabell 2.1** Tal på leverandørskifte per år og kvarthal for hushaldskundar. Kjelde: NVE

Husholdningskunder	2009	2010	2011	2012
1. kvartal	51 900	80 000	90 300	88 900
2. kvartal	44 900	51 200	50 000	68 300
3. kvartal	44 600	45 400	53 600	81 100
4. kvartal	53 700	66 800	83 100	

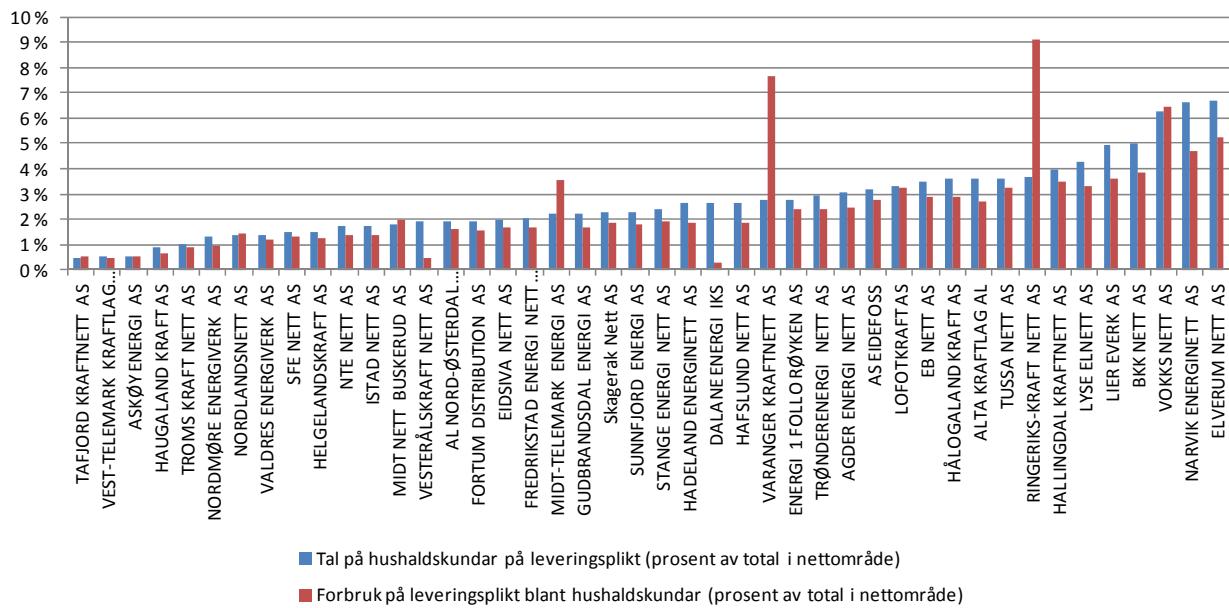
**Figur 2.24 Tal på hushaldskundar på leveringsplikt sortert etter kor lenge dei var på leveringsplikt ved utgangen av dei fem siste kvartala. Kjelde: NVE**



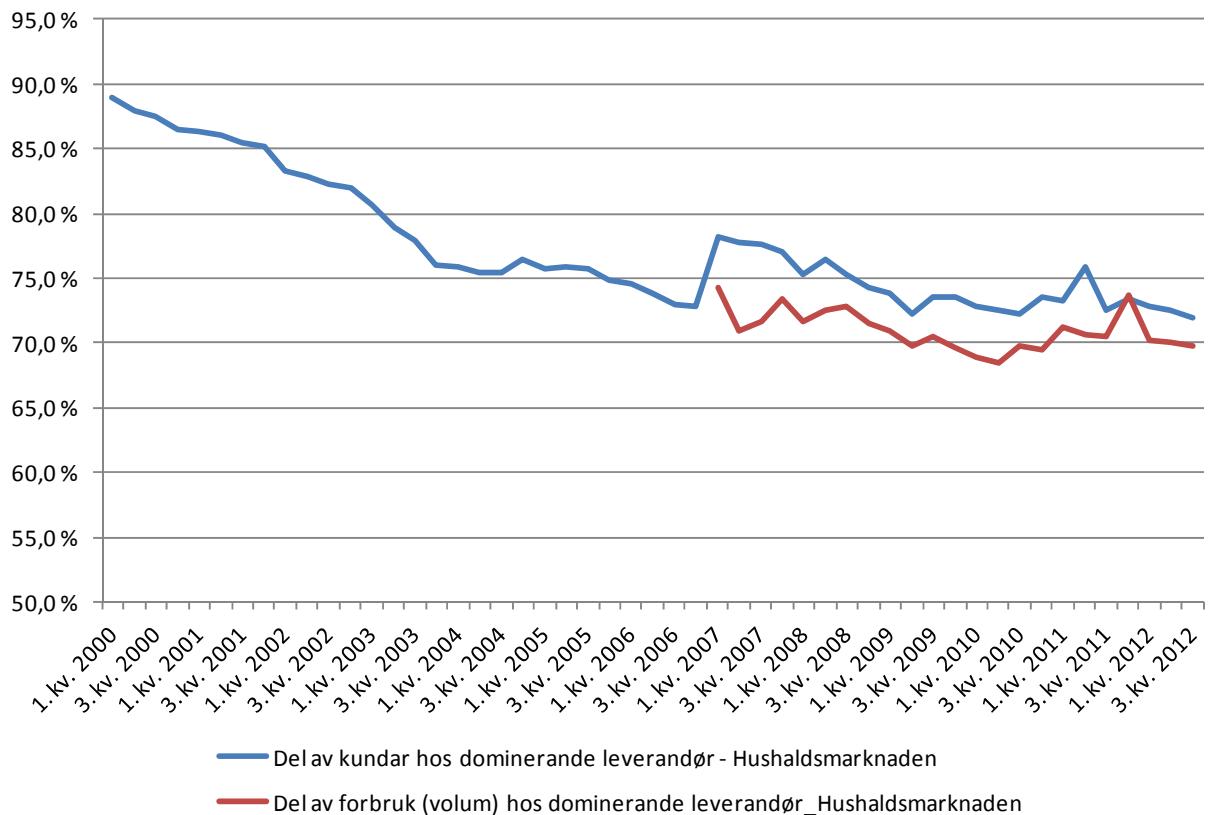
**Tabell 2.2 Del av hushaldskundar på leveringsplikt ved utgangen av dei fem siste kvartala. Kjelde: NVE**

Husholdningskunder	Del kundar på leveringsplikt (tal på abonnenter)	Del av forbruk (volum) på leveringsplikt
3.kvartal 2011	2,6 %	2,2 %
4.kvartal 2011	2,5 %	2,1 %
1.kvartal 2012	2,4 %	2,0 %
2.kvartal 2012	2,6 %	1,8 %
3.kvartal 2012	2,7 %	2,2 %

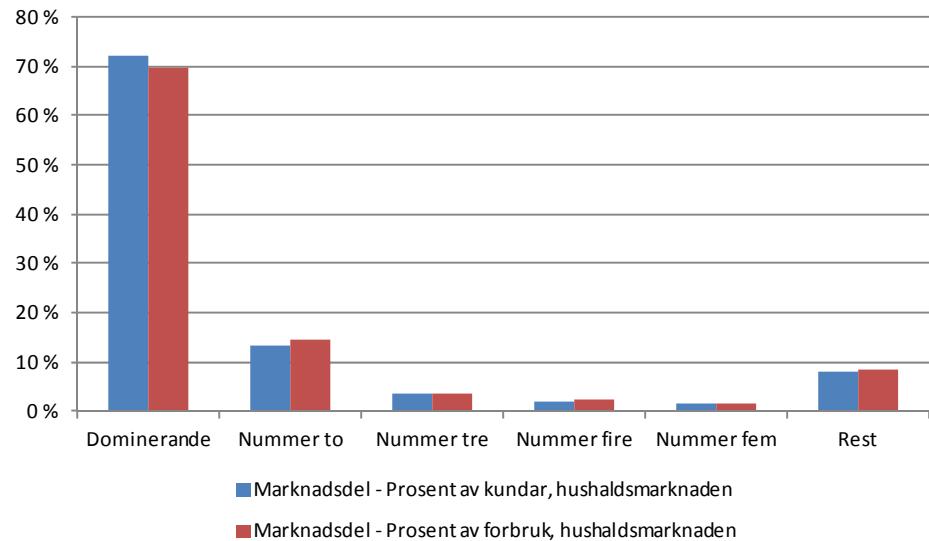
**Figur 2.25** Prosentvis fordeling av hushaldskundar og forbruk (volum) per nettselskap på leveringsplikt for de 44 største nettområda i Noreg, per 30 september 2012. Kjelde: NVE



**Figur 2.26** Gjennomsnittleg marknadsdel for den dominerande leverandøren fra første kvartal 2000 til tredje kvartal 2012 Kjelde: NVE



**Figur 2.27 Gjennomsnittleg marknadsdel for dei fem dominerande leverandørane i tredje kvartal 2012. Kjelde: NVE**



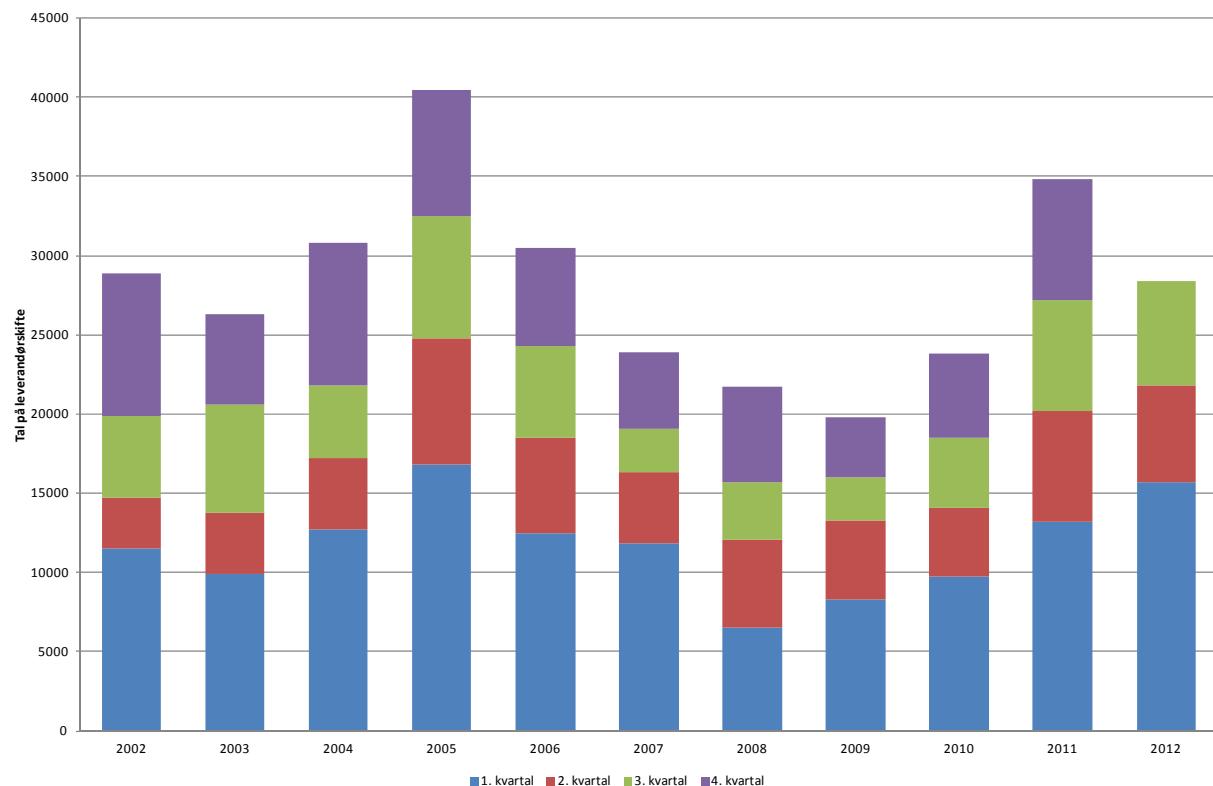
**Tabell 2.3 Klassifisering av hushaldskundar etter omsatt volum på ulike straumavtalar Kjelde: SSB**

Tenesteytande næringskundar (prosent)	3. Kv. 2012	2. Kv. 2012	3. Kv. 2011
Fastpriskontraktar	...	5,8	6,1
Spotpriskontraktar	...	65,1	56,0
Variabelpriskontraktar	...	29,2	37,9

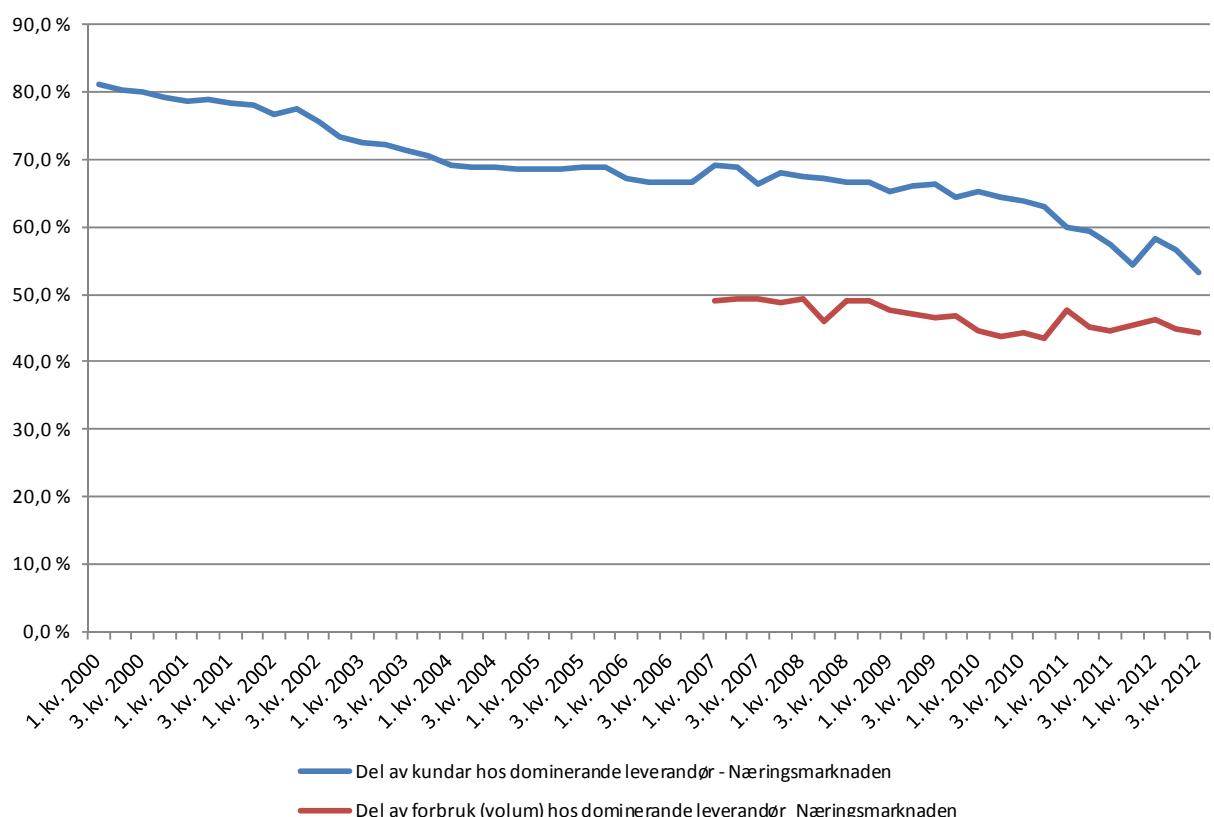
**Tabell 2.4 Tal på leverandørskifte per år for næringskundar. Kjelde: NVE**

Næringskunder	2009	2010	2011	2012
1. kvartal	8 300	9 700	13 200	15 700
2. kvartal	5 000	4 400	7 000	6 100
3. kvartal	2 700	4 400	7 000	6 600
4. kvartal	3 800	5 300	7 600	

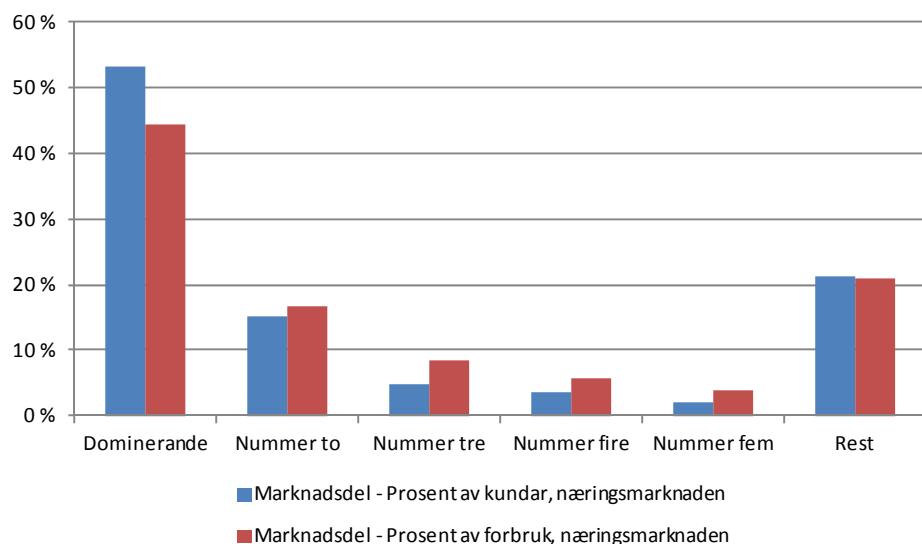
**Figur 2.28 Tal på leverandørskifte per år for næringskundar. Kjelde: NVE**



**Figur 2.29 Gjennomsnittleg marknadsdel for den dominerande leverandøren i næringsmarknaden frå første kvartal 2000 til tredje kvartal 2012 Kjelde: NVE**



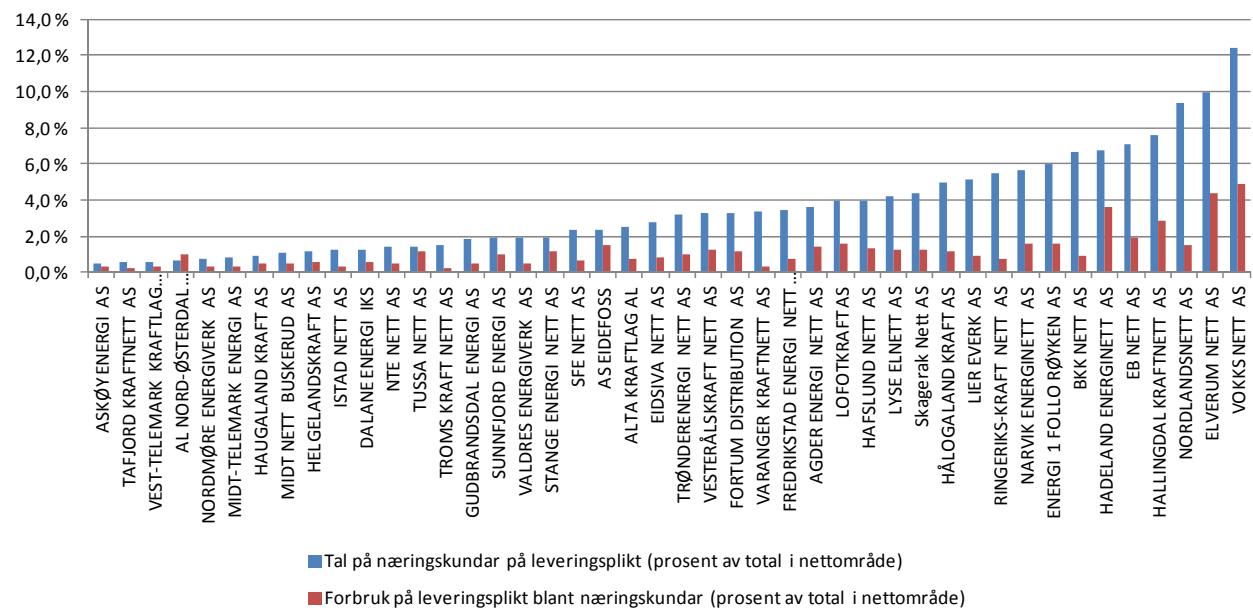
**Figur 2.30 Gjennomsnittleg marknadsandel for dei fem dominerande leverandørane i næringsmarknaden i tredje kvartal 2012. Kjelde: NVE**



**Tabell 2.5 Del av næringskundar på leveringsplikt ved utgangen av dei fem siste kvartala. Kjelde: NVE**

Næringskundar	Andel kunder (antall abonnenter)	Andel forbruk (volum)
3.kvartal 2011	2,9 %	0,8 %
4.kvartal 2011	3,6 %	1,1 %
1.kvartal 2012	3,7 %	1,1 %
2.kvartal 2012	3,6 %	1,6 %
3.kvartal 2012	3,6 %	1,0 %

**Figur 2.31 Prosentvis fordeling av næringskundar og forbruk (volum) per nettselskap på leveringsplikt for 44 største nettområda i Noreg, per 30. september 2012. Kjelde: NVE**



**Figur 2.32 Tal på kundar i næringsmarknaden og hushaldsmarknaden. Kjelder: NVE og SSB**





## **Utgitt i Rapportserien i 2012**

- Nr. 1 Kvikkleireskred ved Esp, Byneset i Trondheim. Kari Øvreliid (20 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2011 (40 s.)
- Nr. 3 Første inntrykk etter ekstremværet Dagmar, julen 2011 (28 s.)
- Nr. 4 Energy consumption. Energy consumption in mainland Norway (59 s.)
- Nr. 5 Climate change impacts and uncertainties in flood risk management: Examples from the North Sea Region (62 s.)
- Nr. 6 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2011. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.) (86 s.)
- Nr. 7 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnettet 2012. Inger Sætrang (53 s.)
- Nr. 8 Flomrisikoplan for Gaula ved Melhus. Et eksempel på en flomrisikoplan etter EUs flomdirektiv (78 s.)
- Nr. 9 Inntak Viddal – FoU-prosjekt på tilbakespyling. Sluttrapport. Jan Slapgård (31 s.)
- Nr. 10 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft 2011 (15 s.)
- Nr. 11 Flomsonekart: Delprosjekt Ålen: Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 12 NVEs årsmelding 2011
- Nr. 13 Vannet vårt. Hydrologi i Norge 2011
- Nr. 14 Capacity building in Hydrological Services Course in Water Level recording and Data Processing at Ministry of Water and Energy 13th – 16th February 2012. Documentation (23 s.)
- Nr. 15 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2011. Jonatan Haga og Per Alve Glad (40 s.)
- Nr. 16 Challenges in Flood Risk Management Planning. An example of a Flood Risk Management Plan for the Finnish-Norwegian River Tana. Eirin Annamo (59 s.)
- Nr. 17 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 18 Eksempelsamling. Risiko- og sårbarhetsanalyser for kraftforsyningen
- Nr. 19 Annual Report 2011 The Norwegian Energy Regulator
- Nr. 20 Flomberegning for Levangselva. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 21 Driften av kraftsystemet 2011. Karstein Brekke (red.)
- Nr. 22 Annual report 2009 The cooperation between the Norwegian Agency for Development Cooperation (Norad), the Ministry of Foreign Affairs (MFA) and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
- Nr. 23 Flaumsonekart. Delprosjekt Naustdal Siss-May Edvardsen, Camilla Meidell Roald
- Nr. 24 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2011
- Nr. 25 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 2. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 26 Glimt fra NVEs historie. Per Einar Faugli
- Nr. 27 Glimses form the history of NVE. Per Einar Faugli
- Nr. 28 Regionstjenesten 100 år. Per Einar Faugli
- Nr. 29 Flomsonekart. Delprosjekt Vigeland. Per Ludvig Bjerke og Julio Pereira
- Nr. 30 Energibruksrapporten 2012. Energibruk i husholdningene.
- Nr. 31 Flom og stor vannføring forårsaket av ekstremværet Frida august 2012
- Nr. 32 Bioressurser i skog – kartlegging av økonomisk potensial.  
Even Bergseng, Tron Eid, Per Kristian Rørstad og Erik Trømborg, UMB
- Nr. 33 Naturfareprosjektet: Kvikkleireworkshop. En nasjonal satsing på sikkerhet i kvikkleireområde.  
Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 34 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Datarapport for Kvikkleireskred ved Esp i Byneset i januar 2012
- Nr. 35 Naturfareprosjektet: Skredvarsling, beredskap og sikring Erfaringer fra studietur til Ministry of Transportation (British Columbia) og Canadian Avalanche Center Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 36 Tid for ny markedsdesign? Finn Erik Ljåstad Pettersen, Anne Sofie Ravndal Risnes

- Nr. 37 Flomberegning for Fagernes (012.LZ). Ingeborg Kleivane
- Nr. 38 Inventory of Norwegian glaciers. Liss M. Andreassen and Solveig H. Winsvold (Eds.)
- Nr. 39 Totalavløpet fra Norges vassdrag 1900-2010. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 40 Naturfareprosjektet: Programplan 2012-2015 for etatsprogrammet  
"NATURFARE – infrastruktur, flom og skred (NIFS)"
- Nr. 41 Vinden som blåste i fjar. Hvor sterk var Dagmar?
- Nr. 42 Kartlegging av grunnvannsressurser. Dimakis Panagotis
- Nr. 43 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 3. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)





Norges  
vassdrags- og  
energidirektorat



Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo

Telefon: 09575  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)