



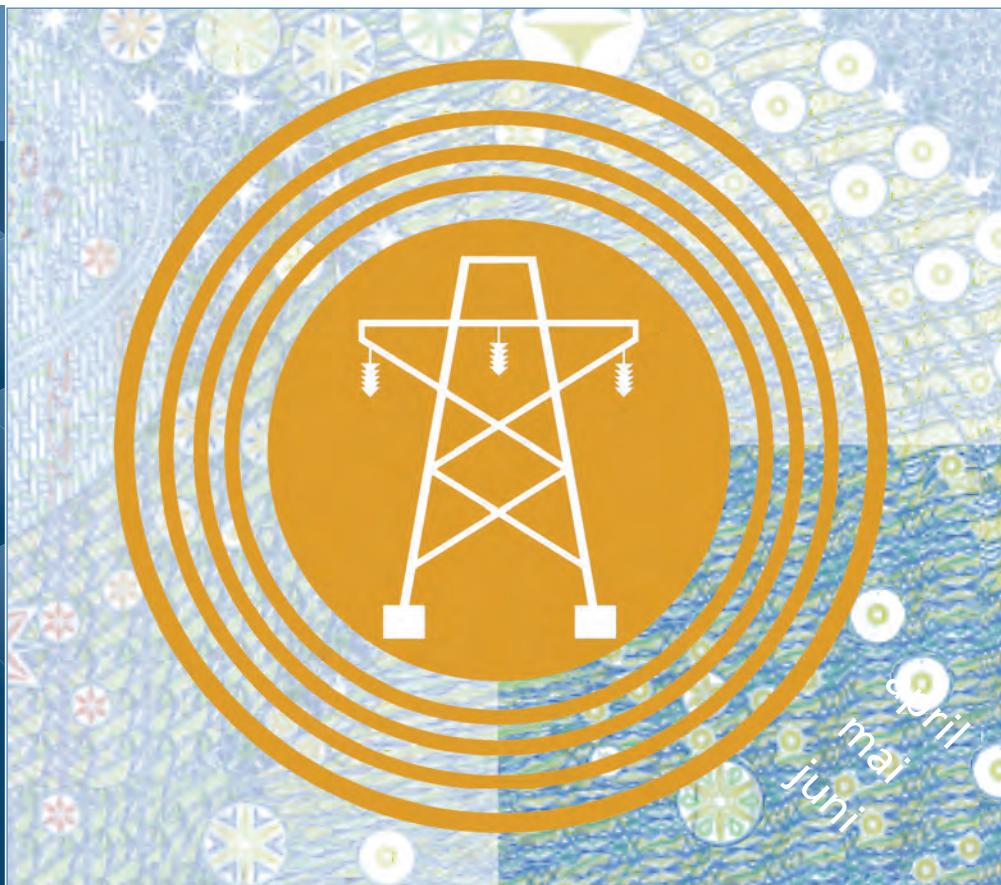
Kvartalsrapport for kraftmarknaden

2. kvartal 2012

Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)

25
2012

R A P P O R T



Rapport nr. 25

Kvartalsrapport for kraftmarknaden

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Finn Erik Ljåstad Pettersen

Forfattarar: Anton Jayanand Eliston, Thomas Værtingstad, Per Tore Jensen
Lund, Ingrid Magnussen, Langseth Benedicte, Mats Øivind
Willumsen, Kristian Rasmussen og Ingri Guren.

Trykk: NVE sitt hustrykkeri

Opplag: 20

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0812-2

ISSN: 1501-2832

Samandrag: Andre kvartal 2012 var kaldt, og snøsmeltinga tok seint til i fjellet. Totalt var tilsiget 47,0 TWh, 8,8 TWh mindre enn normalt. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 68,4 prosent. Det er 1,8 prosenteiningar over det normale for årstida og 1,2 prosenteiningar høgare enn til same tid i fjor. Noreg hadde eit kraftforbruk på 28,2 TWh i andre kvartal, som er 4,2 prosent høgare enn i same kvartal i fjor. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 125,7 TWh, mot 128,7 TWh dei føregåande 12 månadene. Kraftproduksjonen i Noreg var 33,3 TWh i andre kvartal - ein auke på 26,1 prosent samanlikna med same kvartal i fjor. Dei siste 12 månadene har den norske produksjonen vore 145,8 TWh, mot 120,9 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 andre kvartal hadde Noreg ein nettoeksport på 5,1 TWh elektrisk kraft, mot ein nettoimport på 0,6 TWh i andre kvartal i fjor. Den gode ressurssituasjonen gav eit lågt prisnivå i engrosmarknaden for kraft. I snitt for andre kvartal var den gjennomsnittlege elspotprisen i Vest-, Sørvest- og Aust-Noreg 201, 202 og 203 kr/MWh. I Midt- og Nord-Noreg var snittpisen 218 og 213 kr/MWh.

Emneord: elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinfylling, krafthandel, kraftforbruk, straumprisar

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95

Telefaks: 22 95 90 00

Internett: www.nve.no

Innhald

Forord	3
Samandrag	4
1 Kraftmarknaden i andre kvartal 2012	5
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	14
1.2 Magasinutviklinga	16
1.2.1 Sein vår med lite snøsmelting ga nær normal magasinfylling.....	16
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland.....	16
1.3 Produksjon	18
1.3.1 Noreg – monaleg auke i kraftproduksjonen	20
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa.....	22
1.4 Forbruk	25
1.4.1 Noreg – auke i kraftforbruket i andre kvartal	26
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa	29
1.5 Andre energiberarar i Noreg	32
1.6 Kraftutveksling	40
Andre nordiske land	43
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden	44
1.7.1 Spotmarknaden – lågare prisar	44
1.7.2 Terminmarknaden – fallande prisar	46
1.8 Slutt brukarmarknaden	52
1.8.1 Hushaldsmarknaden	52
1.8.2 Næringsmarknaden.....	55
2 Viktige utviklingstrekk ved fremtidens kraftsystem	58
2.1 Norge – annerledeslandet.....	58
2.2 Overordnede utviklingstrekk for kraftsystemet.....	59
2.3 Aksept for naturinngrep gir muligheter for vekst	62
2.4 Oppsummering	63
3 Vedlegg.....	65

Forord

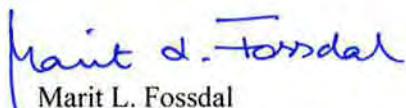
Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i andre kvartal 2012.

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

I tillegg til å dokumentere og kommentere kraftmarknadsutviklinga i andre kvartal innehold denne utgåva ein temaartikkel. Den er skreve av Ellen Skaansar frå Seksjon for analyse i NVE. Ho var utlånt til Olje- og energidepartementet for å delta i sekretariatet til Energiutvalet, som avslutta si utgreiing i mars i år. I temaartikkelen tek ho for seg nokre viktige utviklingstrekk ved framtidas kraftsystem som vart lagd til grunn i utvalets analyse.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidarar ved Energiavdelinga og Hydrologisk avdeling. Bidragsytarane for denne utgåva har vore Anton Jayanand Eliston, Thomas Væringstad, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Langseth Benedicte, Mats Øivind Willumsen, Kristian Rasmussen og Ingri Guren.

Oslo, 29. august 2012


Marit L. Fossdal

avdelingsdirektør

Samandrag

Ved inngangen til andre kvartal var fyllingsgraden i norske magasin 50,5 prosent. Det er 12,5 prosenteiningar over det normale for årstida og 32,4 prosenteiningar over nivået til same tid året før. Ein sein vår, med relativt kaldt vær og lite snøsmelting, førte til eit lågt tilsig og mindre auke i magasinfyllinga enn normalt fram mot sommaren. I løpet av andre kvartal 2012 kom det eit energitilsig på 47,0 TWh til dei norske vassmagasina. Det er 8,8 TWh mindre enn normalt. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 68,4 prosent. Det er 1,8 prosenteiningar over det normale for årstida og 1,2 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2011.

I andre kvartal hadde Noreg eit samla kraftforbruk på 28,2 TWh, ein auke på 4,2 prosent frå i fjor. Auken har samanheng med lågare kraftprisar og at kvartalet var kaldare enn i fjor. I alminneleg forsyning auka bruttoforbruket med 7,2 prosent, medan det temperaturkorrigerte forbruket var nær uendra. Kraft til elkjelar auka med 7,6 prosent, medan det var ein reduksjon på 0,8 prosent i kraftkrevjande industri. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 125,7 TWh, mot 128,7 TWh i same periode eitt år før. Det er ein nedgang på 2,3 prosent. Auken har samanheng med at været har vore mildare det siste året enn året før.

I andre kvartal vart det produsert 33,3 TWh elektrisk kraft i Noreg. Det er ein auke på 26,1 prosent frå same periode i fjor. Auken heng saman med høg magasinfylling. Produksjonen er den nest høgaste for dette kvartalet og berre 0,4 TWh lågare enn rekorden frå 2000. Dei siste 12 månadene er det produsert 145,8 TWh elektrisk kraft i Noreg mot 120,9 TWh i tilsvarende periode året før. Det er ein auke på 20,6 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er ny rekord, 2,1 TWh høgare enn den tidlegare rekorden for ein 12-månadersperiode. Auken har samanheng med høgt tilsig og høg magasinfylling.

Det var 5,1 TWh norsk nettoeksport i andre kvartal. Det er den høgaste nettoeksporten i andre kvartal sidan år 2000. Til samanlikning var det 0,6 TWh nettoimport i andre kvartal i fjor. Dei siste 52 vekene har Noreg hatt ein nettoeksport på 20,1 TWh, medan det var ein nettoimport på 7,9 TWh dei føregående 52 vekene.

I andre kvartal hadde Vest-, Sørvest- og Aust-Noreg ein gjennomsnittleg elspotpris, på høvesvis 201, 202 og 203 kr/MWh. I Midt- og Nord-Noreg var prisen 218 og 213 kr/MWh. Det er nær ei halvering frå same kvartal i fjor og 23-28 prosent lågare enn i første kvartal. Ein langt betre hydrologisk balanse er hovudårsaken til prisnedgangen frå i fjor.

Den gode ressurstilgangen i starten av andre kvartal sørja for eit lågt prisnivå i den nordiske terminmarknaden. I midten av mai og i slutten av juni auka prisane noko, grunna varsler om tørrare vær. Samstundes kom det stadig meir tilsig gjennom kvartalet, som følgje av sein snøsmelting. I siste halvdel av kvartalet falt derfor terminprisane til eit lågare nivå enn i starten av kvartalet.

Slik som i spot- og terminmarknaden var det òg prisfall i sluttbrukarmarknaden i andre kvartal. Den gjennomsnittlege prisen på spotpriskontraktane vart redusert med 7,4-10,2 øre/kWh frå første kvartal. I snitt kosta ein spotpriskontrakt 23,4- 29,9 øre/kWh i dei norske elspotområda. Den gjennomsnittlige prisen på ein standardvariabelkontrakt var 31,7 øre/kWh, ein nedgang på 7,2 øre/kWh. Snittprisen på eitt- og treårige fastpriskontraktar var 41,0 og 44,2 øre/kWh, ned 3,2 og 2,1 øre/kWh frå førre kvartal.

1 Kraftmarknaden i andre kvartal 2012

Mindre tilsig enn normalt

I andre kvartal 2012 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 47,0 TWh som er 8,8 TWh mindre enn normalt og 17,7 TWh mindre enn i same kvartal 2011. Andre kvartal har stort sett vore noko kaldare enn normalt i heile landet. Tilsiget har vore lågare enn normalt fram til midt i juni, og har seinare vore høgare enn normalt. Det har kome normale mengder nedbør, så lågt tilsig skuldast i hovudsak kaldt vær og lita snøsmelting.

Noko kaldare enn normalt i fjellet

Temperaturane i Noreg i april og mai var omtrent som normalt, men med lokale skilnader. Relativt sett var det varmest aust i Finnmark og på Søraustlandet. Juni var noko kaldare enn normalt i det meste av landet.

Nedbør omtrent som normalt

I andre kvartal har det totalt sett vore noko våtere enn normalt i mykje av landet. Unntaka er Vestlandet og delar av Nord-Trøndelag og Nordland. I forhold til normalen var det våtast i dei austlege strok av Finnmark og på delar av Austlandet. Totalt kom det 22,3 TWh nedbør energi i andre kvartal. Det er omlag som normalt. Dei siste 12 månadene har det kome 150,3 TWh, eller 21,8 TWh meir enn normalt.

Meir snø enn normalt

Snøsmeltinga kom seint i gong i fjellet og snømagasinet kulminerte først i slutten av mai på nær 92 prosent av normalt. Dette er om lag ein månad seinare enn vanleg. Ved utgangen av juni var det i fjellområda om lag 50 prosent meir snø enn normalt, men det var òg store regionale skilnadar.

Sein snøsmelting

Ved inngangen til andre kvartal var fyllingsgraden i dei norske magasina 50,5 prosent. Det er 12,5 prosenteiningar over det normale for årstida og 32,4 prosenteiningar over nivået til same tid året før. Ein sein vår, med relativt kaldt vær og lite snøsmelting, førte til at årets lågaste fyllingsgrad først fant stad i midten av mai med 41,2 prosent. Framleis kaldt vær, med lite tilsig i resten av mai og juni, førte til mindre auke i magasinfyllinga enn normalt fram mot sommaren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 68,4 prosent. Det er 1,8 prosenteiningar over det normale for årstida og 1,2 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2011.

Auka nordisk kraftforbruk

Norden hadde eit samla kraftforbruk på 85,8 TWh i andre kvartal. Det er 2,0 TWh høgare enn i same kvartal i fjor. Auken har samanheng med at kvartalet var kaldare i år enn i fjor. Dei siste 52 vekene har det nordiske kraftforbruket vore 377,2 TWh. Det er 3,2 prosent lågare enn dei føregåande 52 vekene. Forbruksnedgangen skuldast hovudsakeleg at det siste året totalt sett har vore mildare enn det føregående.

Høgare nordisk kraftproduksjon

I andre kvartal vart det produsert 90,9 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 9,5 TWh meir enn i andre kvartal i fjor. Auken har samanheng med god hydrologisk balanse ved inngangen til kvartalet, som medverka til høg vasskraftproduksjonen gjennom kvartalet. Noreg hadde den største auken, men det var òg auke i Sverige. I Danmark og Finland vart produksjonen redusert, noko som vitnar om at det vart produsert mindre termisk kraft enn til same tid året før. Dette har samanheng med at høgare vasskraftproduksjon i Noreg og Sverige har gjeve lågare kraftprisar, og därlegare lønnsemd for gass- og kolkraft. Totalt har det vore produsert 390,1 TWh kraft i Norden dei siste 52 vekene, som er 4,6 prosent meir

enn dei føregåande 52 vekene.

Auka norsk kraftforbruk

Noreg hadde eit kraftforbruk på 28,2 TWh i andre kvartal, ein auke på 4,2 prosent frå same kvartal i fjor. Auken har samanheng med lågare kraftprisar og at andre kvartal var kaldare enn i fjor. I alminneleg forsyning auka bruttoforbruket med 7,2 prosent, medan det temperaturkorrigerte forbruket var nær uendra. Kraft til elkjelar auka med 7,6 prosent, medan det var ein reduksjon på 0,8 prosent i kraftkrevjande industri. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 125,7 TWh, mot 128,7 i same periode eitt år før. Det er ein nedgang på 2,3 prosent. Auken har samanheng med at været har vore mildare det siste året enn året før det.

Auka norsk kraftproduksjon

I andre kvartal vart det produsert 33,3 TWh elektrisk kraft i Noreg. Det er ein auke på 26,1 prosent frå same periode i fjor og auken heng saman med høg magasinfylling. Produksjonen er den nest høgaste som er registrert i dette kvartalet og berre 0,4 TWh lågare enn rekorden frå 2000. Dei siste 12 månadene er det produsert 145,8 TWh elektrisk kraft i Noreg mot 120,9 TWh i tilsvarende periode året før. Det er ein auke på 20,6 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er ny rekord, 2,1 TWh høgare enn den tidlegare rekorden for ein 12-månadersperiode. Den er også 8,5 TWh over gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet, som er berekna til litt over 137 TWh ved utgangen av 2011. Auken har samanheng med høgt tilsig og høg magasinfylling.

Høg nordisk nettoeksport

Nettoeksporten ifrå Norden i andre kvartal var 5,1 TWh. Til samanlikning var det 2,4 TWh nordisk nettoimport i andre kvartal 2011. Dette skiftet frå nettoimport til nettoeksport er eit resultat av at den hydrologiske balansen betra seg betydeleg gjennom 2011. Totalt har det dei siste 52 vekene vore 12,9 TWh nordisk nettoeksport, mot 16,8 TWh nettoimport dei føregåande 52 vekene.

Høg norsk nettoeksport

Også Noreg hadde høg nettoeksport, på 5,1 TWh. Det er den høgaste eksporten i andre kvartal sidan år 2000. Til samanlikning hadde Noreg ein nettoimport på 0,6 TWh i andre kvartal i fjor. Dei siste 52 vekene har Noreg hatt ein nettoeksport på 20,1 TWh, medan det var ein nettoimport på 7,9 TWh dei føregåande 52 vekene.

Låge spotprisar i spotmarknaden

Den gjennomsnittlege spotprisen i andre kvartal vart mellom 202 og 276 kr/MWh i dei nordiske elspotområda. Det er ein nedgang på 33 til 50 prosent frå same kvartal i fjor. Trass i sein snøsmelting var prisnivået lågt for årstida. Det er har samanheng med at vasskraftproduksjonen var høg for å rydde plass til smeltevatnet som ville kome seinare på sommaren.

Den gjennomsnittlege kraftprisen i Nord- og Midt-Noreg i andre kvartal var 213 og 218 kr/MWh. Tilsvarende pris i Aust-Noreg var 203 kr/MWh, i Vest-Noreg 201 kr/MWh og i Sørvest-Noreg 202 kr/MWh. Det vil seie at gjennomsnittsprisane var nær halvert samanlikna med andre kvartal 2011. Den store prisforskjellen skuldast først og fremst at ressurssituasjonen i vasskraftsystemet er vesentleg betre i år enn i fjor.

Den gode ressurstilgangen i starten av andre kvartal sorgja for eit lågt prisnivå for kontraktane nærmast på terminkurva. I midten av mai og i slutten av juni auka prisane noko, grunna varslar om tørrare vær.

Prisfall i den nordiske terminmarknaden

Samstundes kom det stadig meir tilslig gjennom kvartalet, som følgje av sein snøsmelting. I siste halvdel av kvartalet falt derfor terminprisane til eit lågare nivå enn i starten av kvartalet.

Siste handelsdag i andre kvartal vart terminkontraktane med levering i tredje og fjerde kvartal 2012 handla for 208 og 298 kr/MWh ved den nordiske kraftbørsen Nasdaq OMX. Første handelsdag kosta dei to kontraktane derimot 231 og 308 kr/MWh. Det vil seie at tredjekvartalskontrakten hadde eit prisfall på 10 prosent i løpet av kvartalet, og fjerdekvartalskontrakten eit prisfall på 3 prosent.

Prisfall i den tyske terminmarknaden

Tredje- og fjerdekvartalskontrakten for 2012 ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange (EEX) hadde begge eit prisfall på 9 prosent ifrå starten til slutten av andre kvartal. Fallande brensesprisar medverka til prisnedgangen. I slutten av juni var det ein periode med aukande prisar. Denne perioden samanfall med høgare prisar også i den nordiske marknaden.

Prisnedgang i sluttbrukarmarknaden

Slik som i spot- og terminmarknaden var det òg prisfall i sluttbrukarmarknaden i andre kvartal. Den gjennomsnittlege prisen på spotpriskontraktane vart redusert med 7,4-10,2 øre/kWh frå første kvartal. I snitt kosta ein spotpriskontrakt 28,0, 27,9 og 29,9 øre/kWh i Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg. I Midt- og Nord-Noreg kosta tilsvarende kontraktar 29,9 og 23,4 øre/kWh.

Den gjennomsnittlege prisen på ein standardvariabelkontrakt var 31,7 øre/kWh, ein nedgang på 7,2 øre/kWh. Snitprisen på eitt- og treårige fastpriskontraktar vart derimot redusert til 41,0 og 44,2 øre/kWh. Det er ein nedgang på 3,2 og 2,1 øre/kWh frå førre kvartal.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Noreg

I andre kvartal 2012 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 47,0 TWh som er 8,8 TWh mindre enn normalt og 17,7 TWh mindre enn i same kvartal 2011.

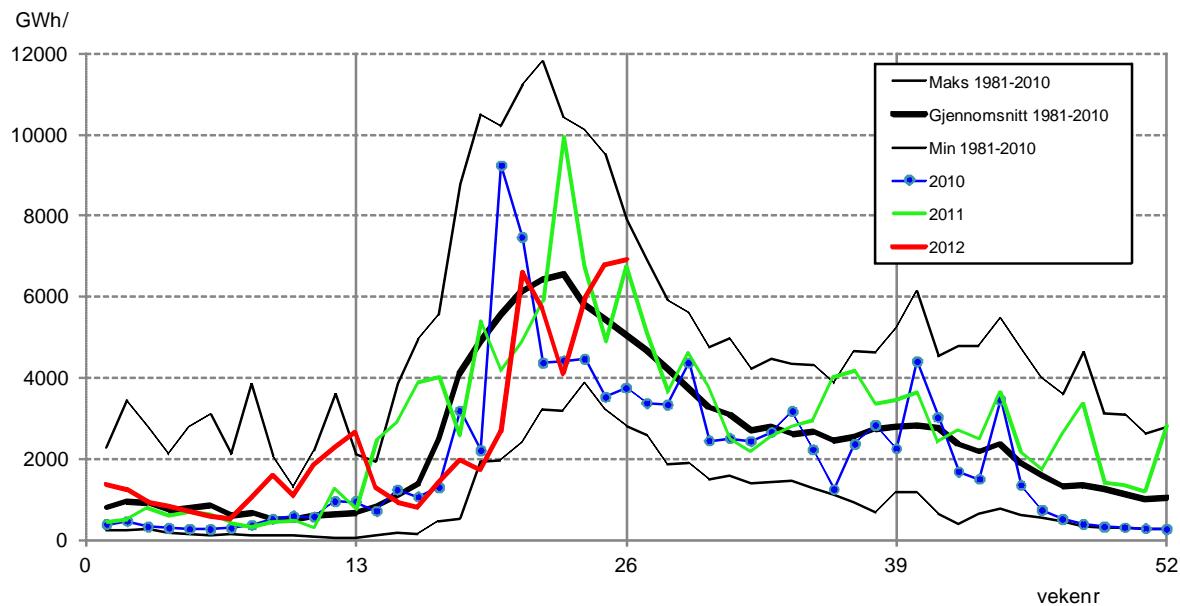
I første halvår har tilsiget vore 63,8 TWh. Det er 1,2 TWh mindre enn normalt og 8,6 TWh mindre enn i same periode i 2011.

Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 140,6 TWh, eller 12,1 TWh meir enn normalt.

Dei siste 24 månadene har tilsiget vore nesten 265 TWh eller 7,5 TWh meir enn normalt.

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. Andre kvartal har stort sett vore noko kaldare enn normalt i heile landet. Tilsiget har vore lågare enn normalt fram til midt i juni, og har seinare vore høgare enn normalt. Det har kome normale mengder nedbør, så lågt tilsig skuldast i hovudsak kaldt vær og lite snøsmelting.

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



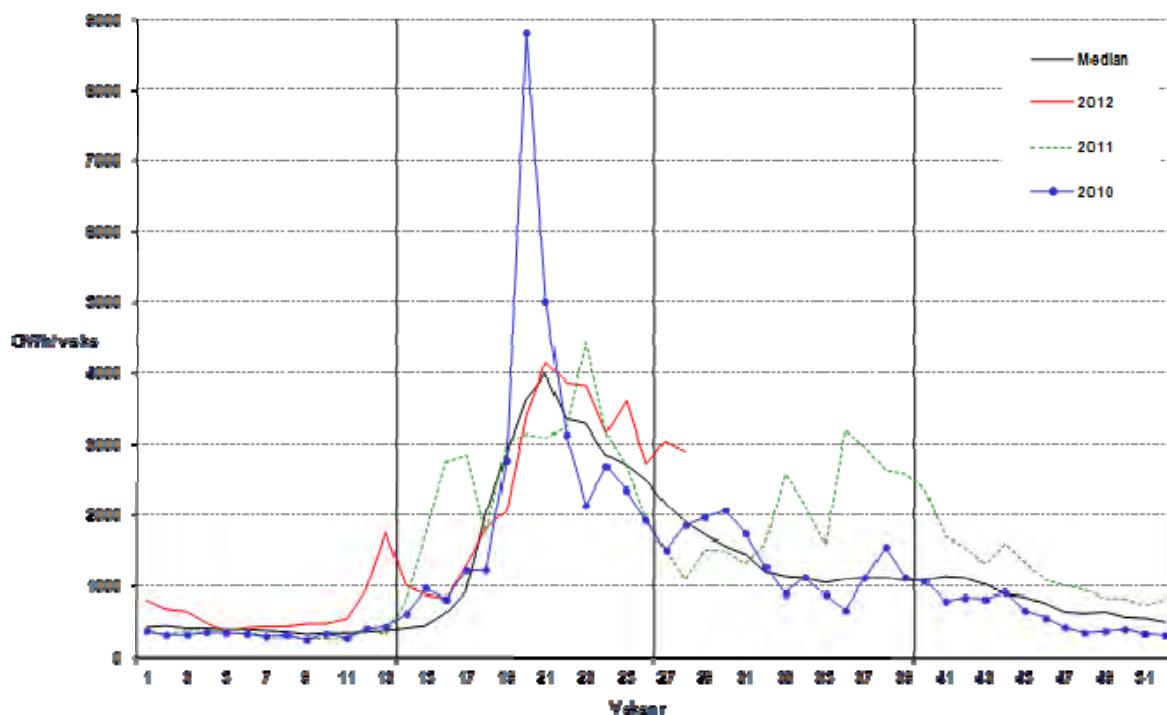
1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 32,7 TWh i andre kvartal 2012, eller 3,1 TWh meir enn normalt og 2,1 TWh mindre enn i same periode i 2011.

I første halvår har tilsiget vore 41,1 TWh. Det er 6,6 TWh meir enn normalt og 2,2 TWh høgare enn i same periode i 2011.

Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 83,5 TWh. Det er om lag 21 TWh meir enn normalt og nesten 19 TWh høgare enn i tilsvarende periode eit år tidlegare. Dei siste 24 månadene har tilsiget vore 148 TWh. Det er vel 23 TWh meir enn normalt.

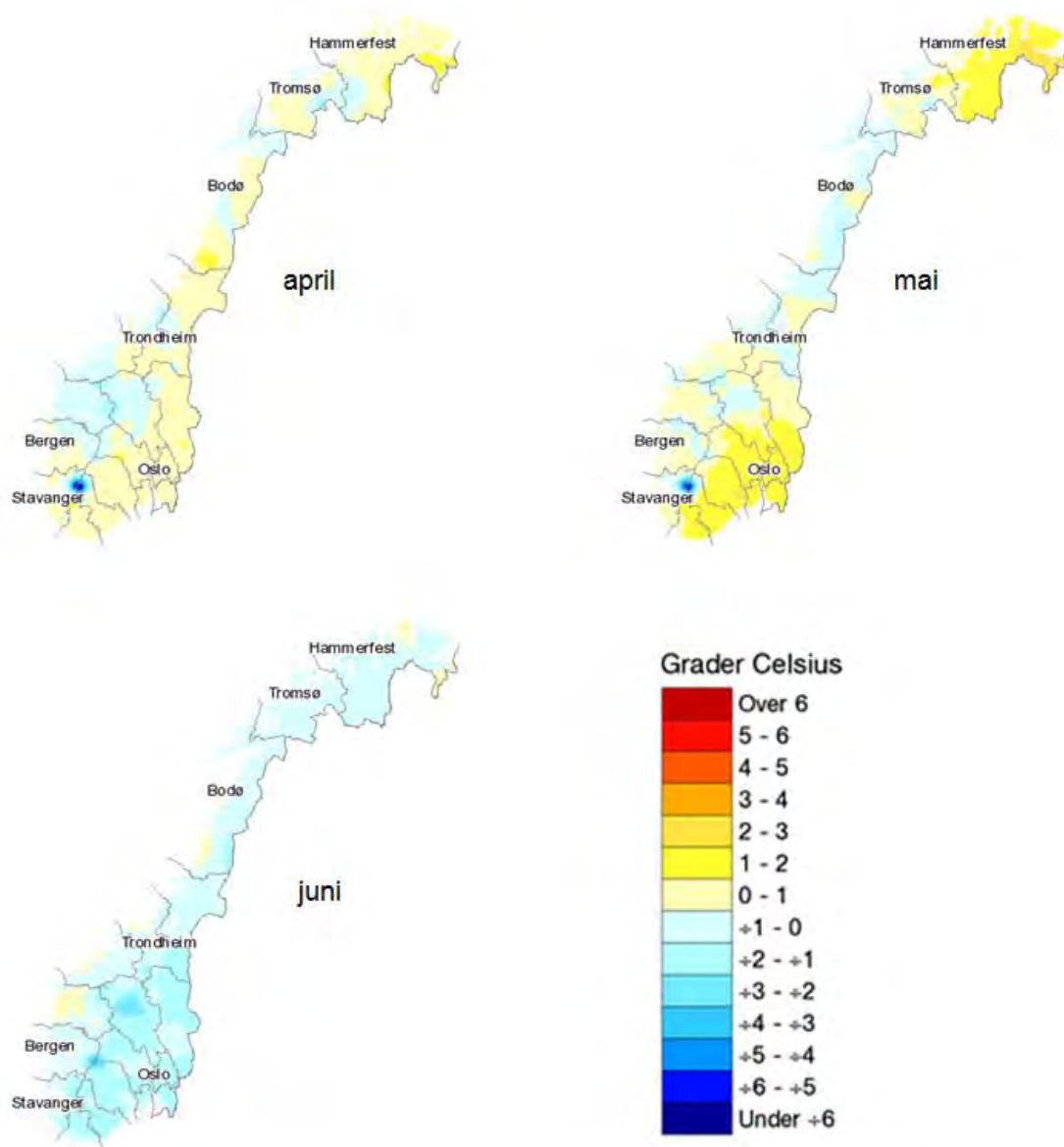
Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2010, 2011 og 2012. GWh/veke. Kjelde: Svensk energi



1.1.3 Temperatur

Temperaturane i Noreg var omrent som normalt i april og mai, men med lokale skilnader. Relativt sett var det varmest aust i Finnmark og på Søraustlandet. Juni var noko kaldare enn normalt i det meste av landet.

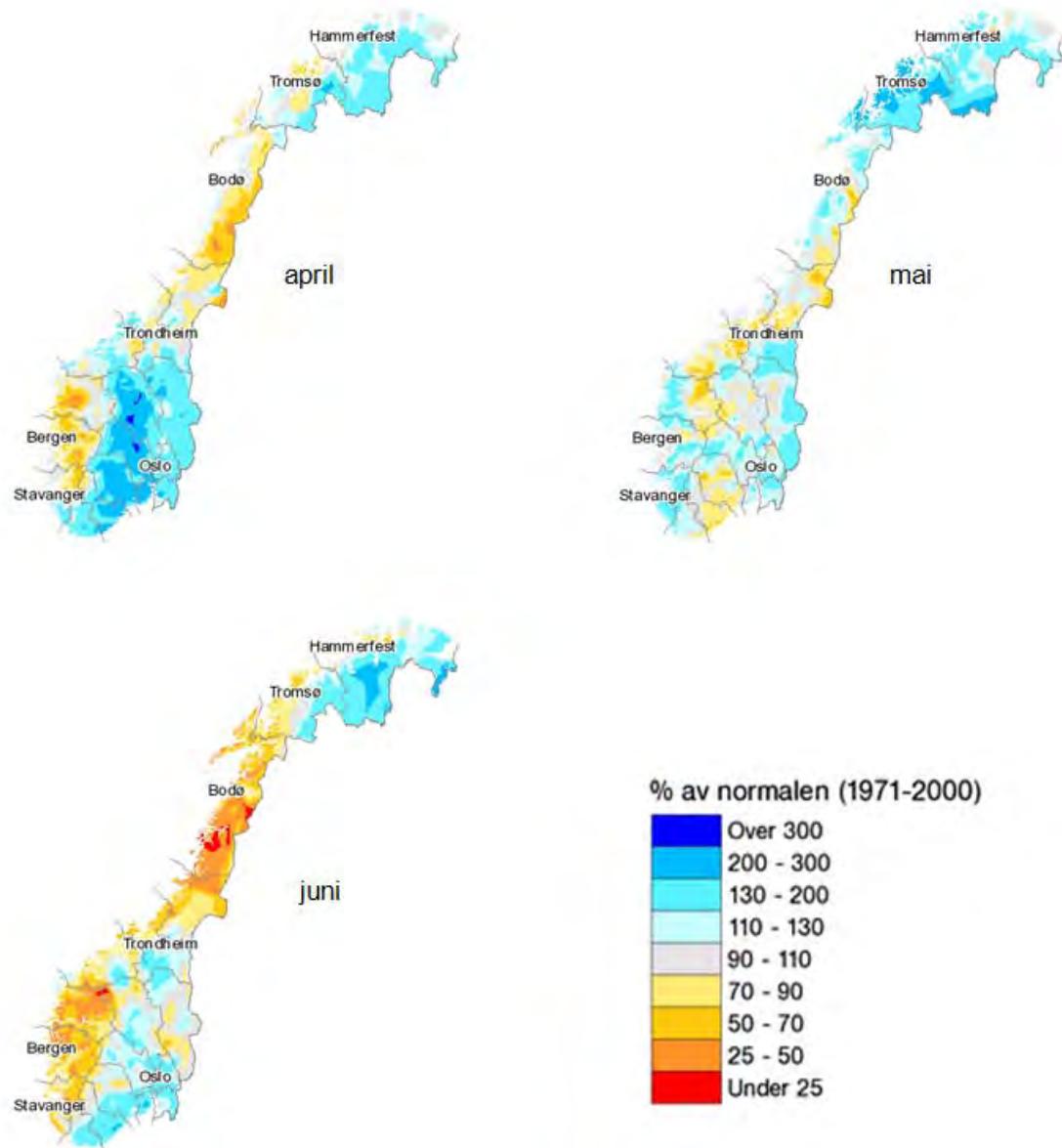
Figur 1.1.3 Temperaturavvik i °C frå normalt (1971-2000) for april, mai og juni 2012. Kjelde: NVE og met.no



1.1.4 Nedbør

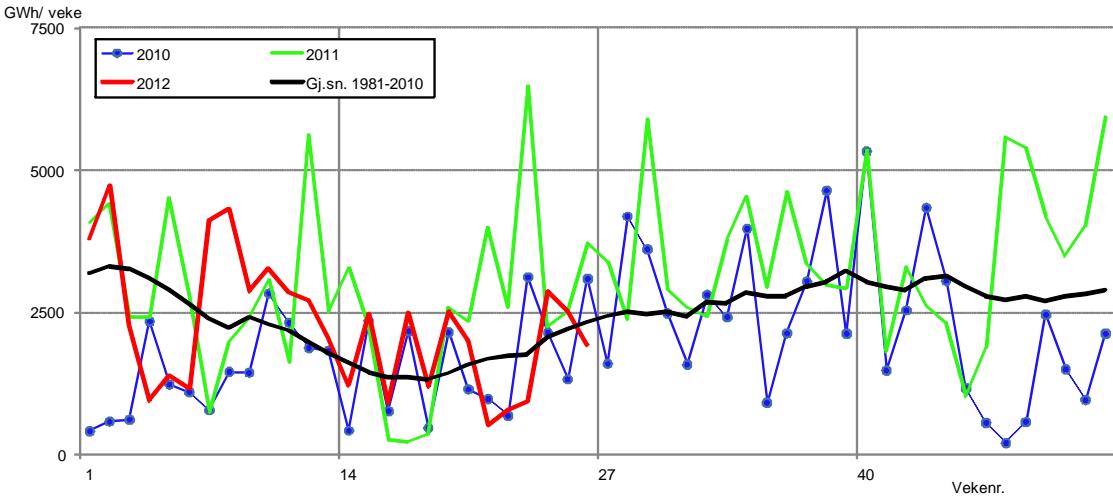
I andre kvartal har det totalt sett vore noko våtare enn normalt i mykje av landet. Unntaka er Vestlandet og delar av Nord-Trøndelag og Nordland. Våtast i forhold til normalt har det vore i austlege strok av Finnmark og på delar av Austlandet. I magasinområda kom det i snitt omtrent som normalt med nedbør.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) for april, mai og juni 2012. Kjelde: NVE og met.no



I andre kvartal kom det om lag 22 TWh nedbørenergi. Det er omlag som normalt. Dei siste 12 månadene har det kome 150 TWh, eller 22 TWh meir enn normalt.

Figur 1.1.5 Berekna nedbørenergi pr veke i 2010, 2011 og 2012. GWh/uke. Kjelde: NVE

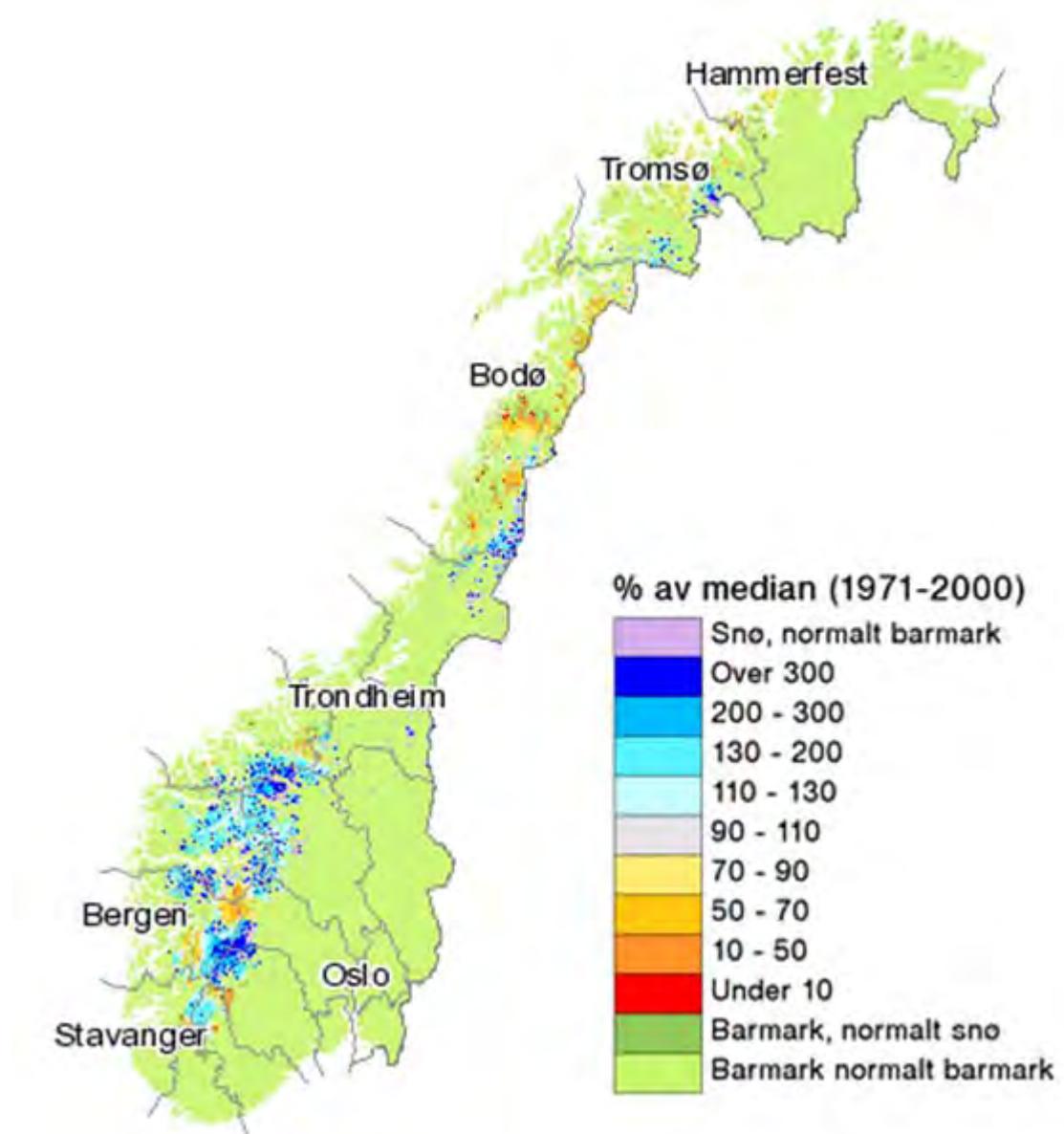


1.1.5 Snø

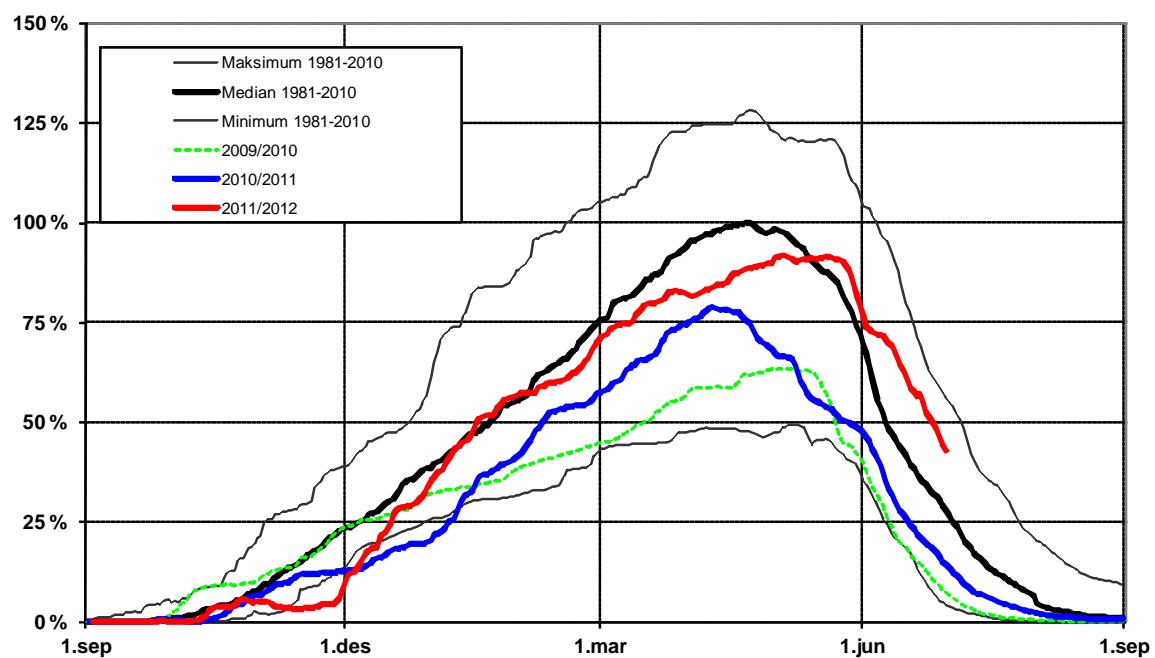
Snøtilhøva ved utgangen av andre kvartal 2012 er vist i figur 1.1.6. Ved utgangen av juni var det i fjellområda monaleg meir snø enn normalt dei fleste stader kor det på denne tida normalt er snø att. I høve til normalt var det om lag 50 prosent meir snø enn normalt. Det er store regionale skilnader.

I figur 1.1.7 er utviklinga av snømagasinet målt som energi i prosent av median kulminasjon for dei tre siste åra vist. Berekingane er basert på snøkarta som ligg på portalen www.seNorge.no. Alle areala som drenerar til norske vasskraftmagasin er med i berekingane. Snøsmeltinga kom seint i gong i fjellet og snømagasinet kulminerte først i slutten av mai på nær 92 prosent av normalt. Dette er om lag ein månad seinare enn vanleg.

Figur 1.1.6 Snømengd i prosent av median 1971- 2000 pr. 30. juni 2012. Kjelde NVE og met.no



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

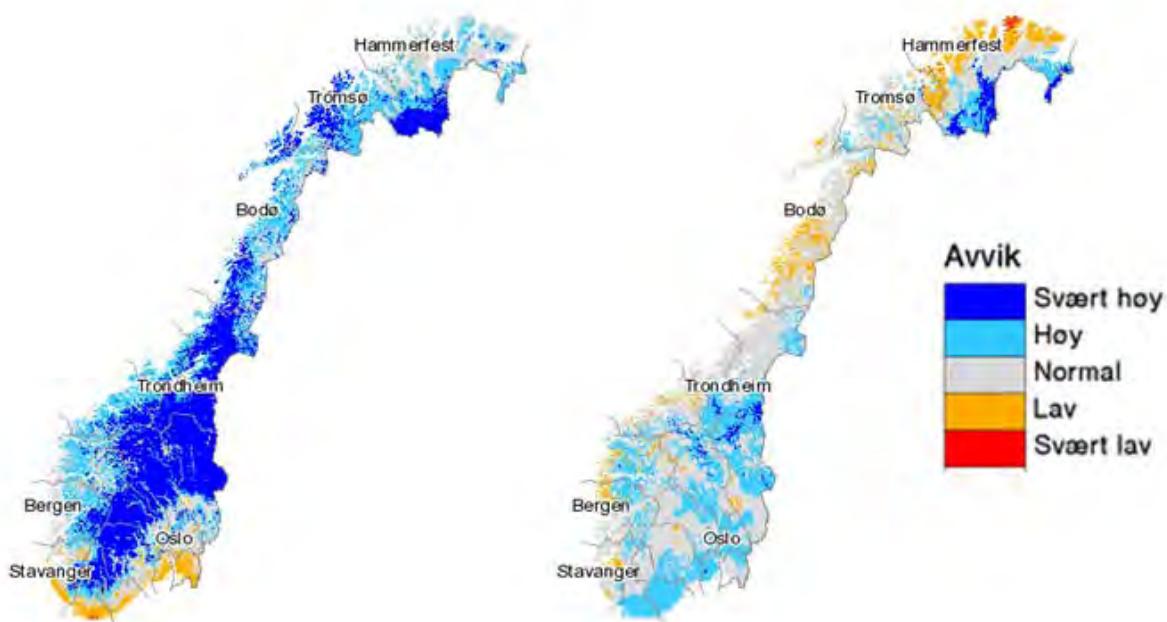


1.1.6 Grunn- og markvatn

Grunnvasstand i høve til normalt ved utgangen av første og andre kvartal er vist i figur 1.1.8. Fargane i karta er basert på berekningar med ein vassbalansemodell (HBV).

Ein mild og blaut haust, samt varmt vær og snøsmelting mange stader i mars, ga dei fleste stader ein høg grunnvasstand ved inngangen til andre kvartal. Med vedvarande snøsmelting utover sommaren og ein god del regn, har tilhøva i bakken vore våte. Ved utgangen av andre kvartal visar figuren framleis høg grunnvasstand mange stader.

Figur 1.1.8 Grunnvasstand 31. mars (venstre) og 30. juni 2012 (høgre) som avvik i høve til normalt for perioden 1990 - 2008. Kjelde NVE



Korleis vart tilsiget våren/sommaren 2012?

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

Prognosen var basert på sum snømagasin til dei norske vasskraftmagasina og historiske data for tilsig, samt ei vurdering av situasjonen i grunn- og markvatnet. Snømagasinet vart berekna ut frå NVEs landsdekkande snøkart. Ut frå snømagasinet og ein føresetnad om gjennomsnittlege nedbørtilhøve i smeltesesongen venta ein et tilsig på 70 TWh eller om lag som normalt.

Tilsiget i perioden frå uke 14 til uke 30 har vore om lag 69 TWh, eller 2 TWh mindre enn normalt. Samtidig har sum nedbørenbergi desse vekene vore om lag 33 TWh eller 1 TWh over normalt. Prognosene stemte dermed godt.

1.2 Magasinutviklinga

1.2.1 Sein vår med lite snøsmelting ga nær normal magasinfylling

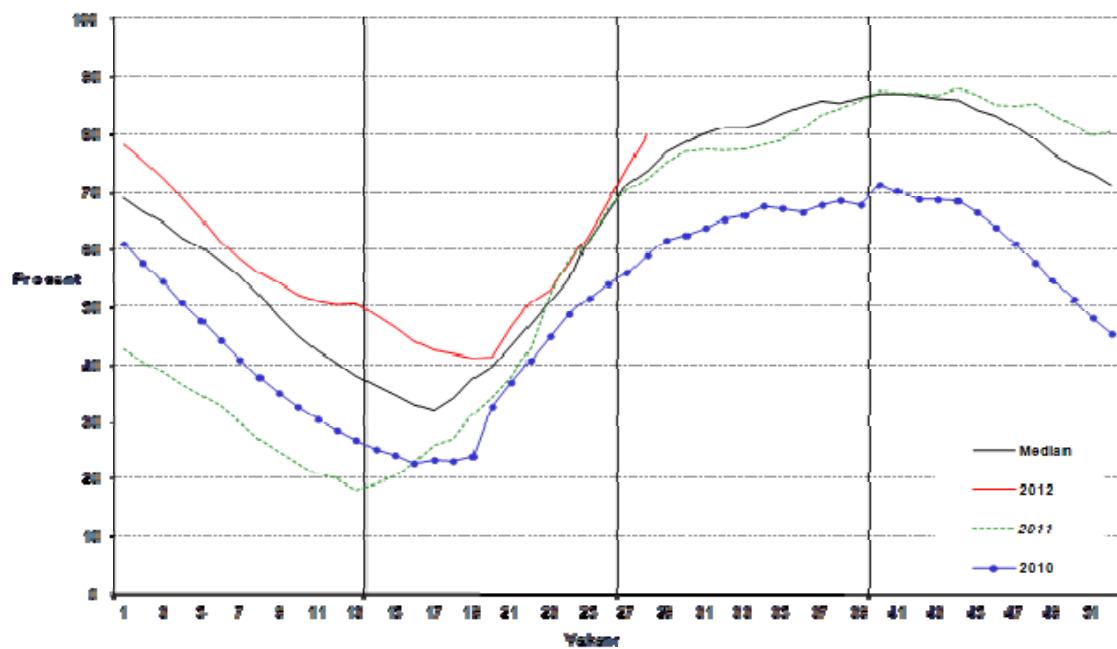
Ved inngangen til andre kvartal 2012 var fyllingsgraden for norske magasin 50,5 prosent. Det er 12,5 prosenteiningar over det normale¹ for årstida og 32,4 prosenteiningar over nivået til same tid året før. Ein sein vår, med relativt kaldt vær og lite snøsmelting, førte til at årets lågaste fyllingsgrad først fant stad i midten av mai (utgangen av veke 19) med 41,2 prosent. Framleis kaldt vær, med lite

tilsig i resten av mai og juni, førte til ein mindre auke i magasinfyllinga enn normalt fram mot sommaren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 68,4 prosent, eller 1,8 prosenteiningar over det normale for årstida. Fyllinga ved utgangen av 2. kvartal 2012 var 1,2 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2011. Det svarar til ei energimengde på 1,0 TWh.

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

Kjelde: NVE

Magasin-fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 2. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh 2012
	2012	2011		
Noreg	68,4	67,2	Noreg	68,4
Sverige	74,9	72,4	Sverige	74,9
Finland	79,2	59,1	Finland	79,2



1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

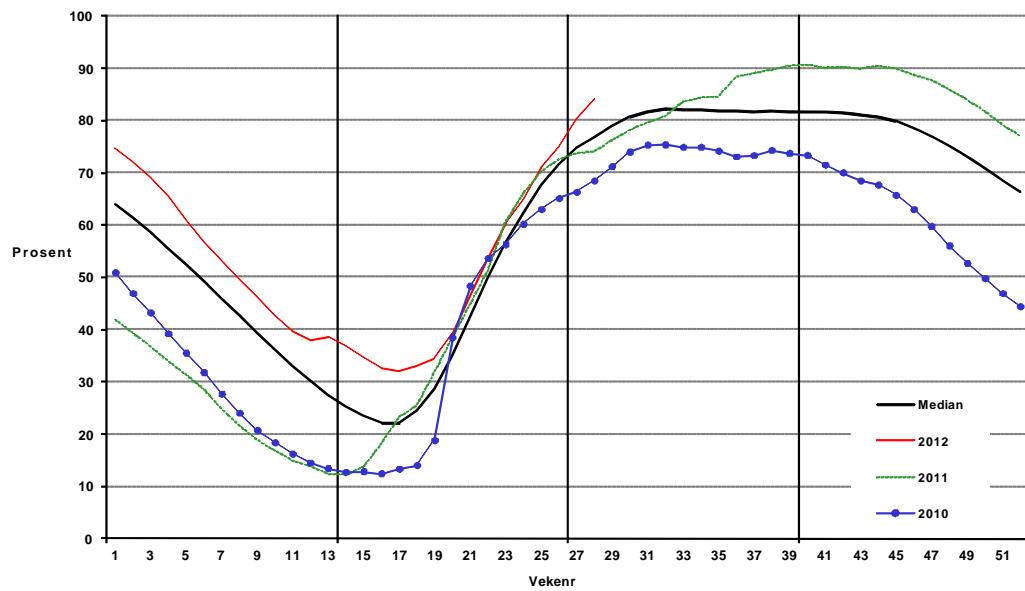
Ved inngangen til andre kvartal 2012 var fyllingsgraden for svenske magasin 38,6 prosent. Det er 11,2 prosenteiningar over medianverdien² til same tid. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i slutten av april (utgangen av veke 17) med 32,1 prosent. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 74,9 prosent, eller 3,4 prosenteiningar over medianverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal 2012 var 2,5 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2011. Det svarar til ei energimengde på 0,9 TWh.

¹ Median for perioden 1990-2011

² Middelverdier for perioden 1950-2008.

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

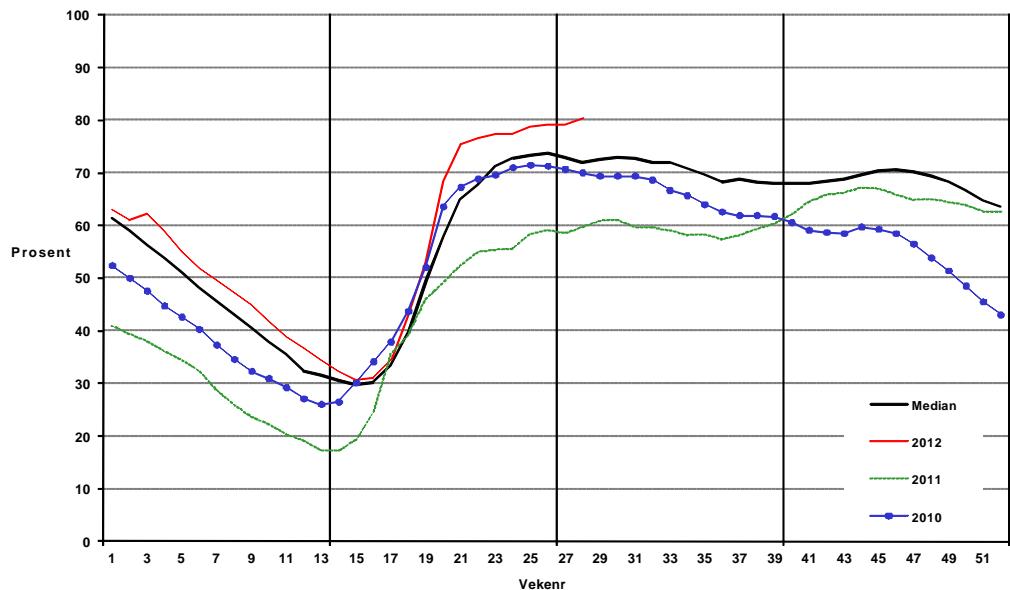
Kjelde: Svensk Energi



Ved inngangen til andre kvartal 2012 var fyllingsgraden for finske magasin 34,5 prosent. Det er 3,0 prosenteiningar over medianverdien til same tid for perioden 1978-2006. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i midten av april (utgangen av veke 15) med 30,7 prosent. Ved utgangen av kvarтаlet var magasinfyllinga 79,2 prosent, eller 5,5 prosenteiningar over medianverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal 2012 var 20,1 prosenteiningar høgare enn til same tid i 2011. Det svarar til ei energimengde på 1,1 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 er det dermed lagra 2,0 TWh meir energi i svenske og finske vassmagasin enn ved utgangen av andre kvartal i fjor. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av andre kvartal i år 87,3 TWh, eller 3,0 TWh meir enn til same tid i 2011 og 3,0 TWh meir enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

1.3 Produksjon

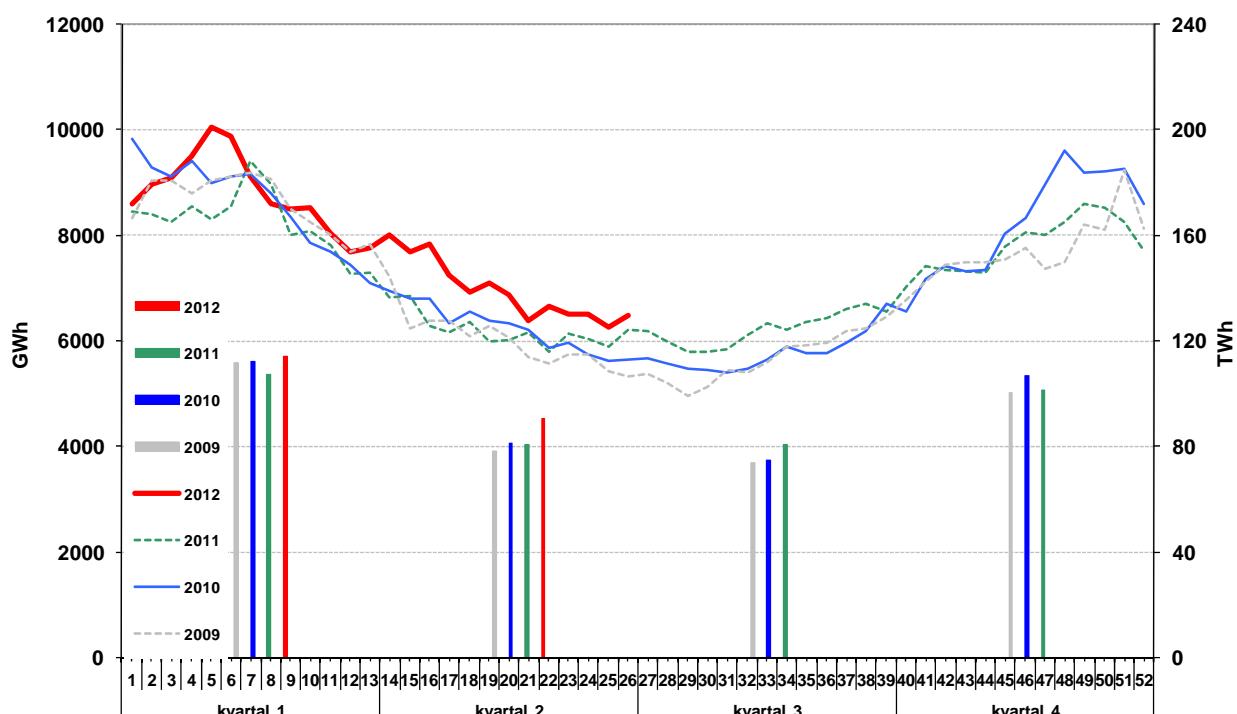
I andre kvartal 2012 vart det produsert 90,9 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 9,5 TWh meir enn i andre kvartal 2011.

Auken har samanheng med god hydrologisk balanse ved inngangen til kvartalet. Det medverka til høg vasskraftproduksjonen gjennom kvartalet.

TWh	2.kv. 2012	Endring frå 2.kv. 2011	Siste 52 veker	Endring frå foregående 52 veker
Noreg	33,3	26,1 %	145,8	20,6 %
Sverige	37,3	16,2 %	151,3	6,9 %
Finland	14,6	-6,6 %	63,5	-13,6 %
Danmark	5,7	-21,9 %	29,5	-20,7 %
Norden	90,9	11,6 %	390,1	4,6 %

Det var Noreg som bidrog mest til den nordiske produksjonsauken, med ein produksjonsoppgang på 6,9 TWh eller 26,1 % samanlikna med same kvartal i fjor. Produksjonen auka med 16,2 prosent i Sverige, medan Finland og Danmark hadde ein nedgang på høvesvis 6,6 og 21,9 prosent samanlikna med andre kvartal i fjor.

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



Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for dei siste 52 vekene fordelt på teknologiar. 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 229,8 TWh. Det er 44,7 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. I andre kvartal 2012 var vasskraftproduksjonen 55,4 TWh. Det er 14,1 TWh høgare enn i same kvartal i fjor.

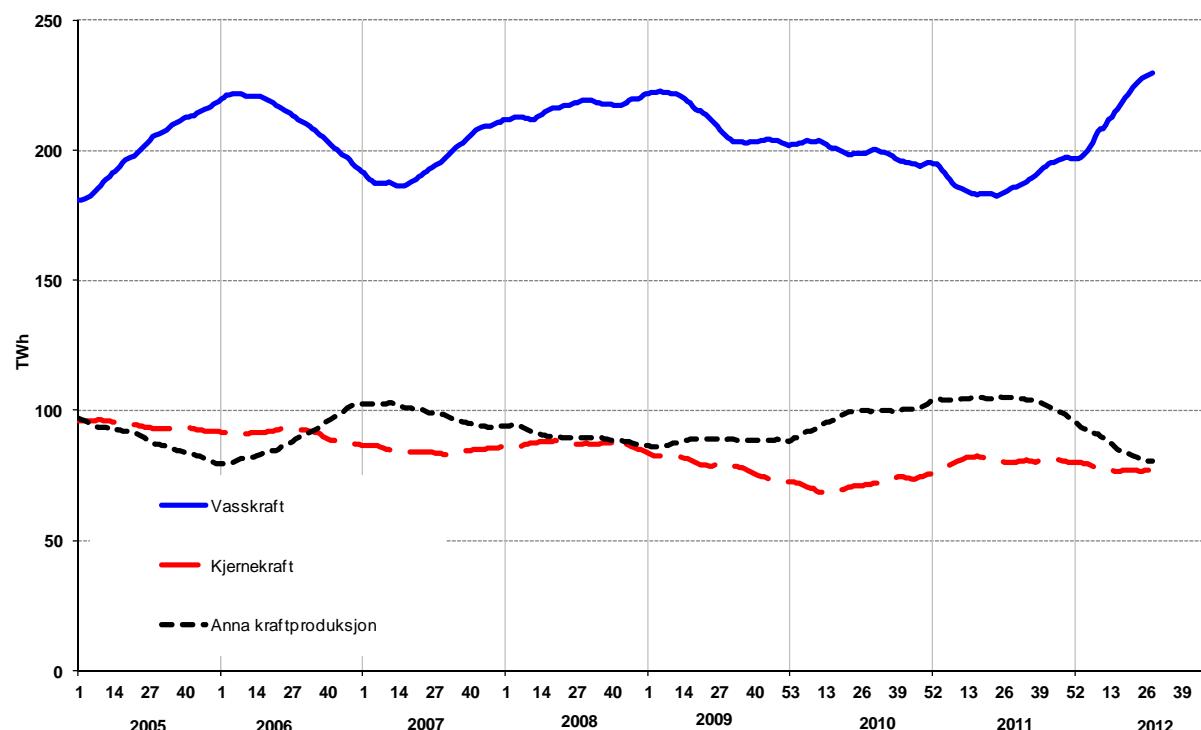
Det har i vore tilsvarande endringar i den nordiske kjernekraftproduksjonen det siste året. I andre kvartal 2012 var kjernekraftproduksjonen i Norden 18,9 TWh. Det er 0,3 TWh meir enn i andre kvartal 2011.

Anna kraftproduksjon, beståande av vind- og termisk kraftproduksjon, har falle vesentleg dei siste 52 vekene. I denne kategorien har produksjonen vore 80,4 TWh dei siste 52 vekene. Det er 24,7 TWh mindre enn i dei føregåande 52 vekene.

Dei høge kraftprisane mot slutten av 2010 og i første halvår 2011 medverka til god lønsemid 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 høg vasskraftproduksjon og lågare kraftetterspurnad, som resulterte i lågare kraftprisar og dermed dårlegare lønsemid for termisk kraftproduksjon. I første halvdel 2012 heldt denne trenden fram og kurva stuper ytterlegare. Anna kraftproduksjon utgjorde 16,2 TWh i andre kvartal i år. Det tilsvarer ein nedgang på 4,7 TWh frå andre kvartal 2011.

Vasskraftproduksjonen har utgjort 59 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



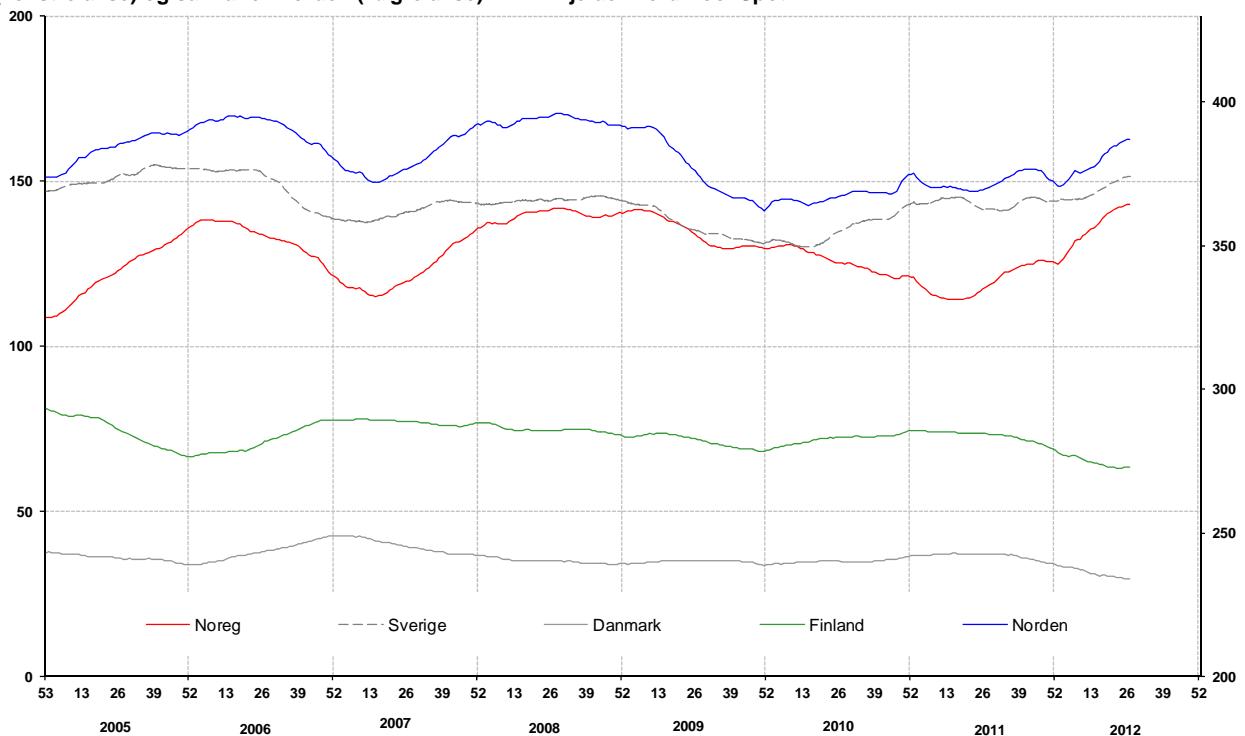
Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for dei siste 52 vekene fordelt på land. Produksjonen i Noreg er dominert av vasskraft, og endringane i den norske kraftproduksjonen følgjer såleis i stor grad endringane i vasskraftproduksjonen i figur 1.3.2. Produksjonen i Noreg hadde ein negativ trend i 2009 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 magasinfyllinga 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 2012 stig ho bratt igjen, ettersom magasinfyllinga er god og det er høg etterspurnad etter kraft på Kontinentet.

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 auke i periodar med låg vass- og kjernekraftproduksjon. I slike tilfelle aukar gjerne anna termisk kraftproduksjon. I figur 1.3.3 ser ein at kraftproduksjonen fall noko i Danmark og Finland i 2008 og starten av 2009, då det var høg produksjon i Noreg og Sverige. Låg 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 fra 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.

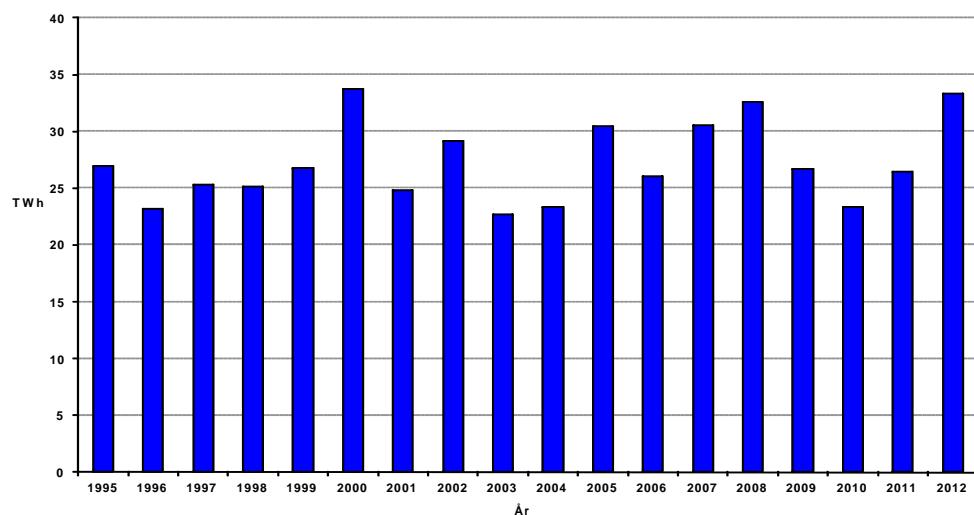
Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2005 – 2012, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse). TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.3.1 Noreg – monaleg auke i kraftproduksjonen

Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 33,3 TWh i andre kvartal 2012. Det er ein auke på 26,1 prosent frå same periode i fjor. Produksjonen i andre kvartal er den nest høgaste som er registrert i dette kvartalet og berre 0,4 TWh lågare enn rekorden frå 2000. Auken i produksjonen heng saman med høg magasinfylling.

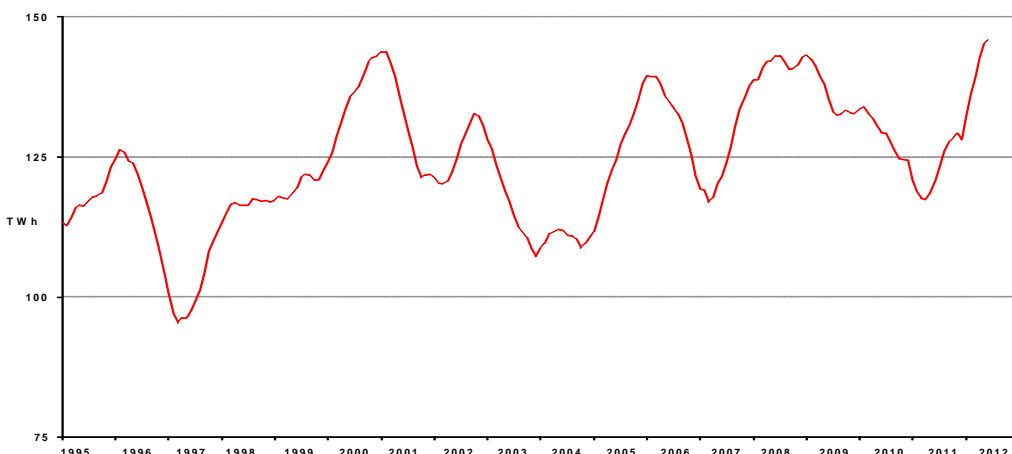
Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i andre kvartal for perioden 1995-2012, TWh. Kjelde: NVE



I første halvår 2012 var produksjonen 76,1 TWh. Det er 17,7 TWh meir enn i same periode i 2011, det vil si ein auke på 30,2 prosent. Produksjonen i første halvår er den høgaste nokon gong.

Dei siste 12 månadene er det produsert 145,8 TWh elektrisk kraft i Noreg mot 120,9 TWh i tilsvarende periode året før. Det er ein auke på 20,6 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er ny rekord – 2,1 TWh høgare enn den tidlegare rekorden for ein 12-månadersperiode og 8,5 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 magasinfulling 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



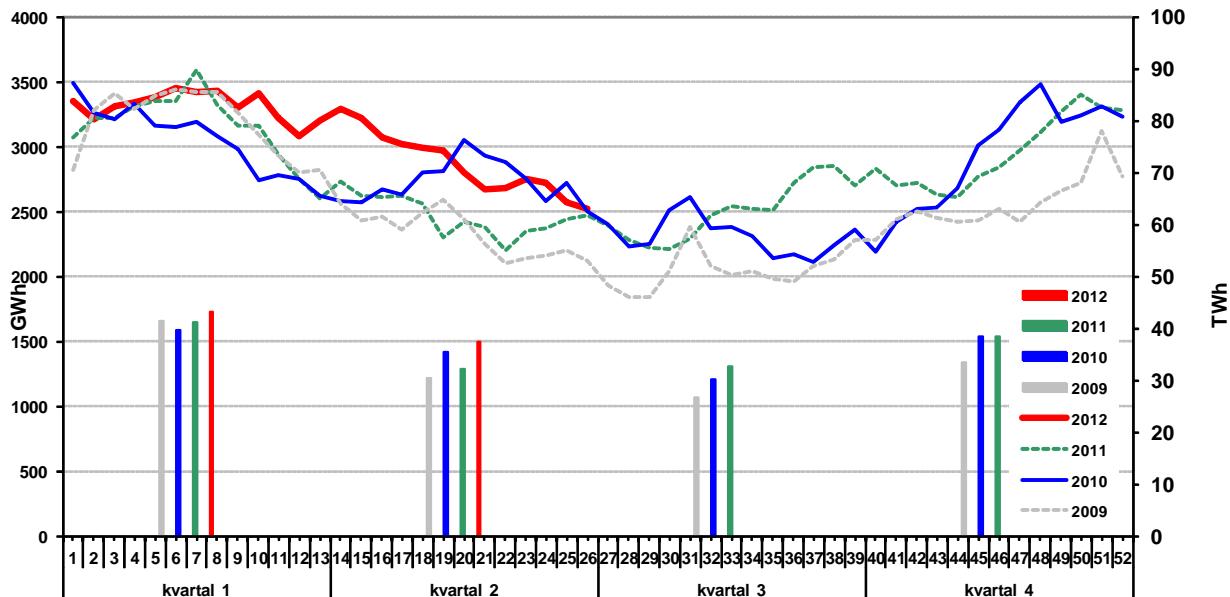
Den norske kraftproduksjonen varierar med tilsiget. Tørrvêrsperiodane i 1996 og 2002 resulterte i låg produksjon, medan våtåra 2000 og 2005 ga høg produksjon. Tilsigssvikten hausten 2002 var så kraftig at den fekk følgjer for produksjonen heilt fram til utgangen av 2004. På same måte førte lite snø vinteren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

1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

I andre kvartal vart det produsert 37,3 TWh i Sverige. Det er 5,2 TWh meir enn i same kvartal 2011. Vasskraftproduksjonen var 5,1 TWh høgare enn for andre kvartal 2011. Kjernekraftproduksjonen auka med 0,3 TWh medan anna kraftproduksjon gjekk ned med 0,2 TWh.

Medan vasskraftproduksjonen utgjorde 51 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i andre kvartal 2012, stod kjerne- og anna kraftproduksjon for høvesvis 37 og 11 prosent.

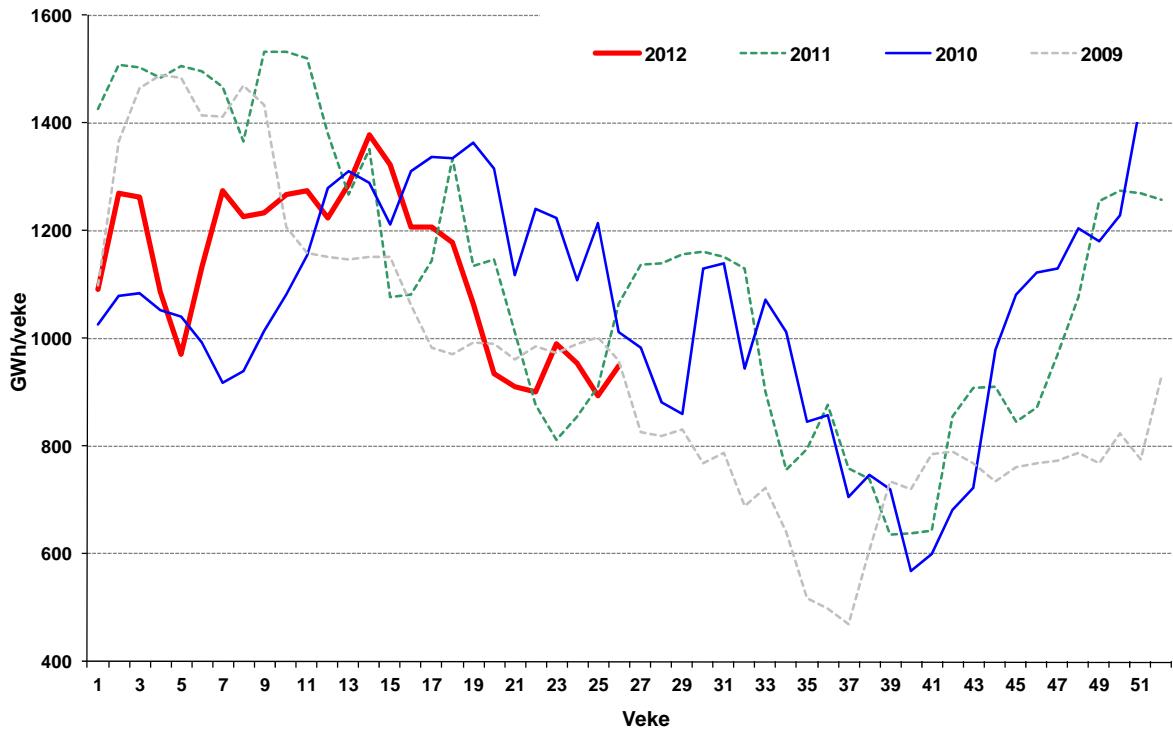
Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2008 – 2012, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



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.

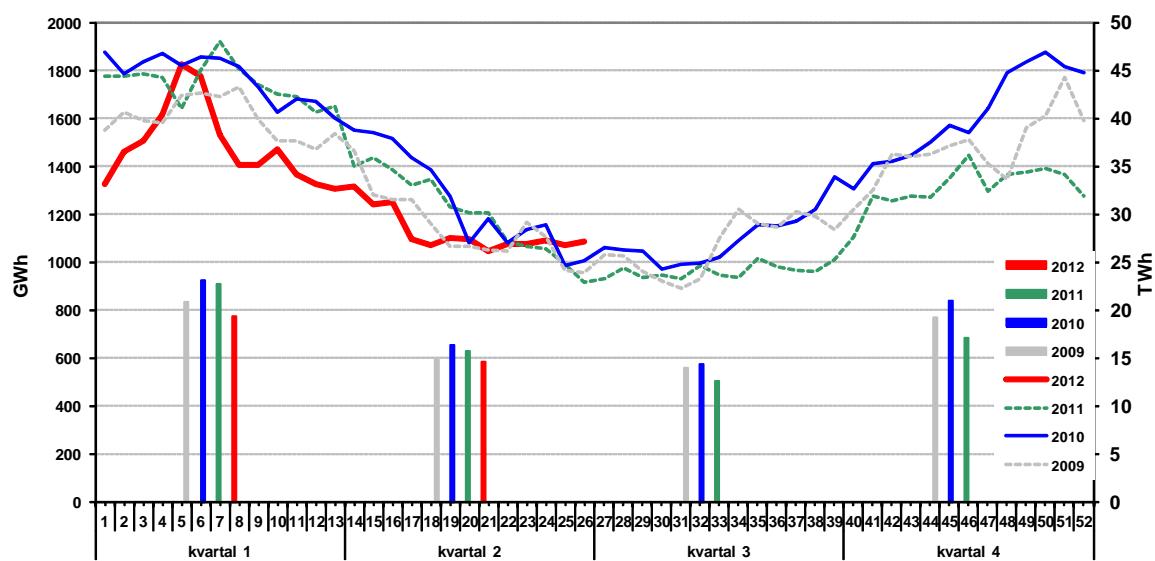
I første kvartal 2011 var kjernekraftproduksjonen i Sverige monaleg høgare enn i same periode i 2010. Den var òg høgare enn første kvartal i 2009. I slutten av andre kvartal og i tredje kvartal 2011 starta vedlikehaldsarbeidet ved svenske kjernekraftverk opp meir som normalt og monaleg tidlegare enn året før. Tekniske problem med fleire av Oskarshamn- og Ringhals-verka bidrog òg til lite tilgjengeleg kjernekraftkapasitet mot slutten av tredje kvartal 2011. Denne situasjonen betra seg utover fjerde kvartal. Men i første kvartal 2012 var det igjen problem ved fleire av kjernekraftverka, noko som førte til at samla svensk kjernekraftproduksjon var 3,2 TWh lågare enn i tilsvarende kvartal i fjar. I andre kvartal i år var den svenske kjernekraftproduksjonen om lag uendra frå andre kvartal i fjar.

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



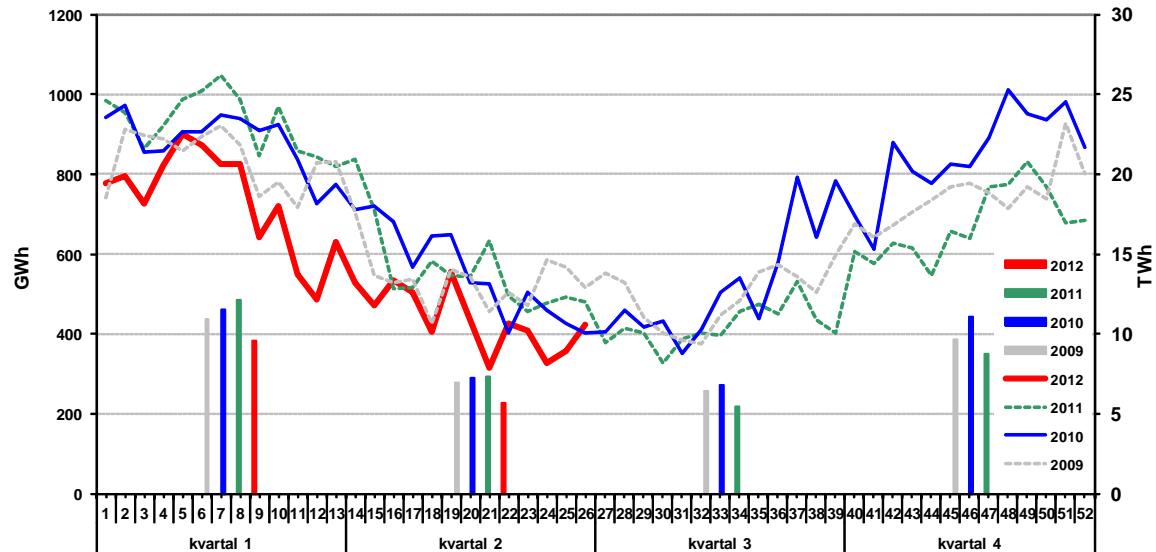
I andre kvartal 2012 vart det produsert 14,6 TWh elektrisk kraft i Finland, ein nedgang på 1,0 TWh frå andre kvartal i 2011. Vasskraftproduksjonen auka med 1,3 TWh, medan kjernekraftproduksjonen var om lag uendra. Kategorien anna kraftproduksjon består hovudsakleg av termisk kraftproduksjon, og hadde ein nedgang på 2,4 TWh i andre kvartal 2012. Vasskraft utgjorde om lag 28 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland i andre kvartal. Kjernekraftproduksjon og anna kraftproduksjon stod for høvesvis 35 og 38 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 andre kvartal 2012 vart det produsert vart det produsert 5,7 TWh elektrisk kraft i Danmark, noko som tilsvarer ein nedgang på 1,6 TWh frå andre kvartal i 2011. Det vart produsert 2,2 TWh vindkraft, mot 2,0 TWh i same kvartal i fjar.

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

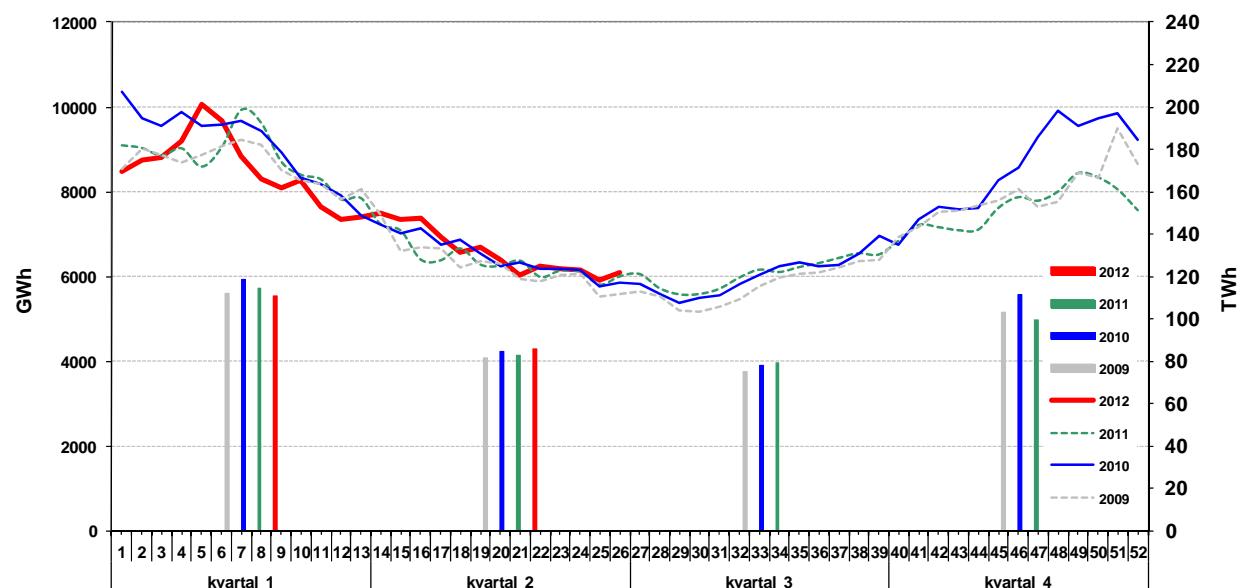


1.4 Forbruk

Det samla nordiske kraftforbruket var 85,8 TWh i andre kvartal 2012. Det er 2,0 TWh høgare enn i same kvartal året før. Det har samanheng med lågare temperaturar i andre kvartal i år enn i same kvartal i fjor. Medan temperaturane i andre kvartal i år var om lag som normale, var dei mellom 1 og 3 grader høgare enn normalt i store delar av Norden i andre kvartal i fjor.

TWh	2.kv. 2012	Endring frå 2.kv. 2011	Siste 52 veker	Endring frå foregående 52 veker
Noreg	28,2	4,2 %	125,7	-2,3 %
Sverige	31,5	4,0 %	136,8	-3,2 %
Finland	18,4	-0,5 %	80,7	-4,4 %
Danmark	7,7	-3,5 %	34,0	-4,1 %
Norden	85,8	2,4 %	377,2	-3,2 %

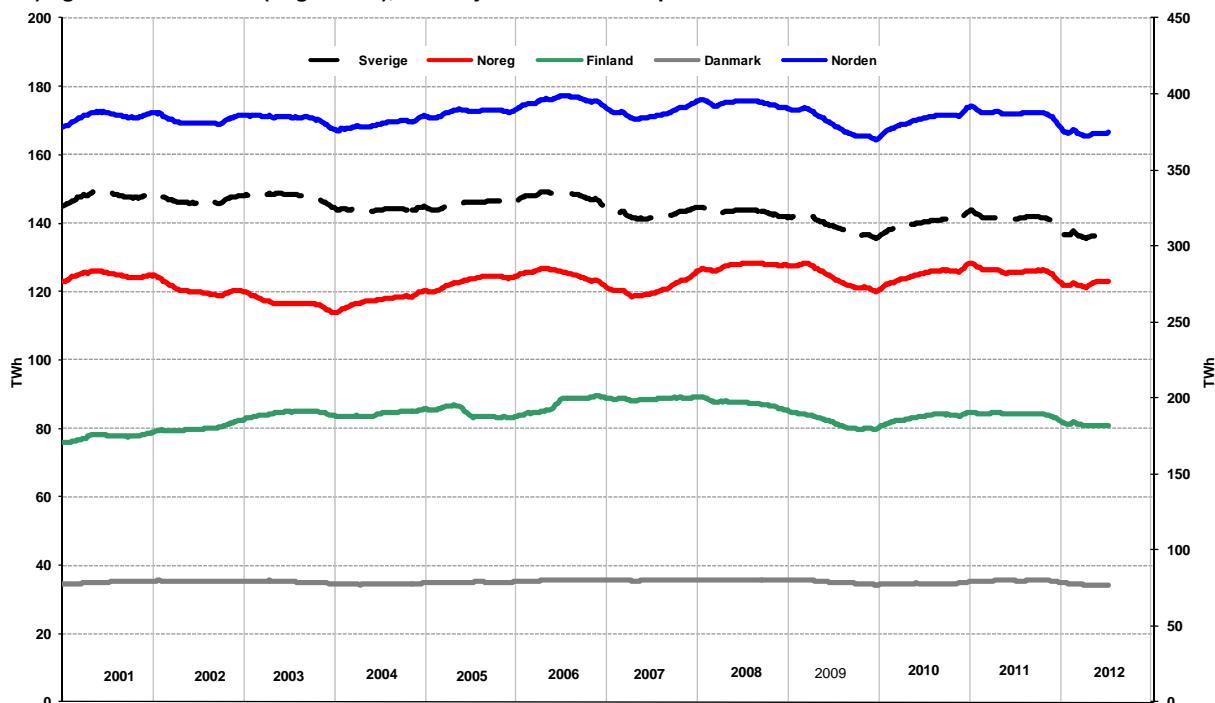
Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2008 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for dei siste 52 vekene, fordelt på land. Lågare kraftterspurnad som følgje av finanskrisa visast på figuren som fallande forbruk i Norden frå fjerde kvartal 2008. Denne trenden snudde omkring årsskiftet 2009/2010. Det kalde våret 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 første kvartal 2012 steig forbruket fram mot starten av februar. I denne perioden sank temperaturane i store delar av Norden. Temperaturane nådde sitt lågaste punkt der kurva har sitt maksimum rundt veke 6. Resten av kvartalet var temperaturane stort sett høgare enn på same tid året før, noko som visast i ein kurve som fell. I andre kvartal 2012 snur kurva noko opp igjen. Det har som nemnt samanheng med lågare temperaturar enn på same tid året før. Ura i den europeiske økonomien kan ha redusert denne effekten på kraftforbruket i Norden.

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.

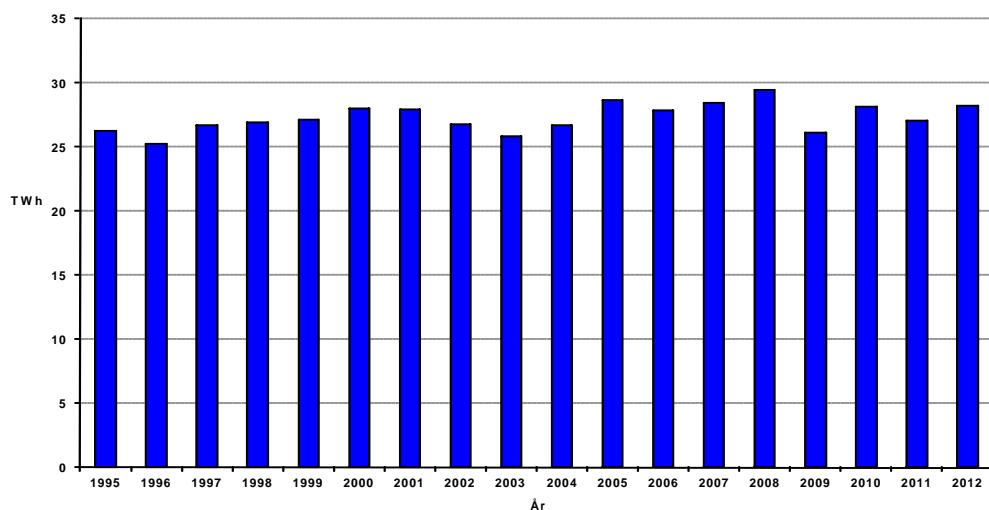
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2012, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.4.1 Noreg – auke i kraftforbruket i andre kvartal

Det norske elektrisitetsforbruket var i andre kvartal 28,2 TWh mot 27,1 TWh i same kvartal i 2011. Det er ein auke på 4,2 prosent frå same kvartal i fjor. Auken heng saman med lågare kraftprisar og at andre kvartal 2012 var mykje kaldare enn same kvartal eit år før. Forbruket i andre kvartal i år er det fjerde høgaste nokon gong.

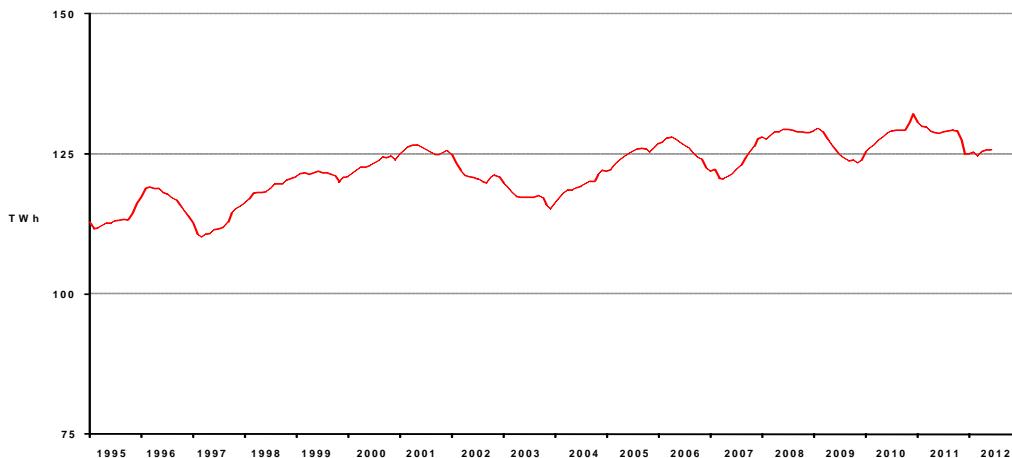
Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i andre kvartal for perioden 1995-2012, TWh. Kjelde: NVE



I første halvår 2012 var det norske elektrisitetsforbruket 66,1 TWh. Det er 0,6 TWh høgare enn i same periode i 2011, dvs. ein auke på 1,0 prosent. Auken heng mellom anna saman med lågare kraftprisar i første halvår 2012 enn i same periode i 2011.

Dei siste 12 månadene har elektrisitetsforbruket vore 125,7 TWh mot 128,7 TWh i same periode eit år før. Det er ein nedgong på 2,3 prosent. Forbruket dei siste 12 månadene er meir enn 6 TWh lågare enn det høgaste forbruket i ein 12-månadersperiode (132 TWh) og nesten 12 TWh lågare enn gjennomsnittleg årsproduksjon.

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

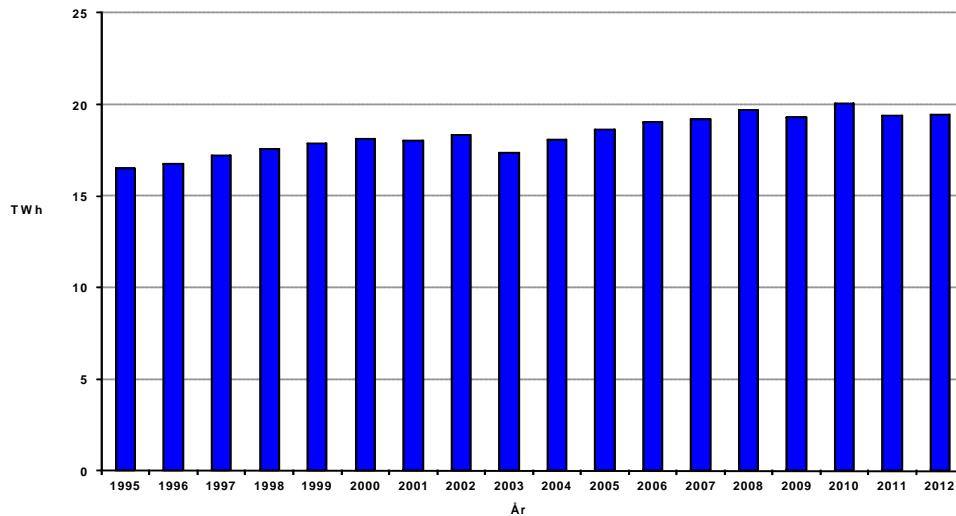


Frå april 2006 fall forbruket i 12 månader. Frå mai 2007 hadde vi ein samanhengjande vekstperiode som flata ut sommaren 2008. Deretter fall forbruket fram til desember 2009. Hovudårsaka til utflatinga og nedgangen i forbruket er sterkt redusert økonomisk aktivitet grunna fallet i økonomien i verda. I 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 igjen nedgang i forbruket, noko som mellom anna skuldast den varme hausten og vinteren 2011/12.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 19,4 TWh i andre kvartal i år mot 18,1 TWh i same kvartal i 2011. Det er ein auke på 7,2 prosent. I første halvår 2012 var det ein auke på 0,2 prosent og for siste 12-månadersperiode ein nedgong på 4,8 prosent for denne kategorien.

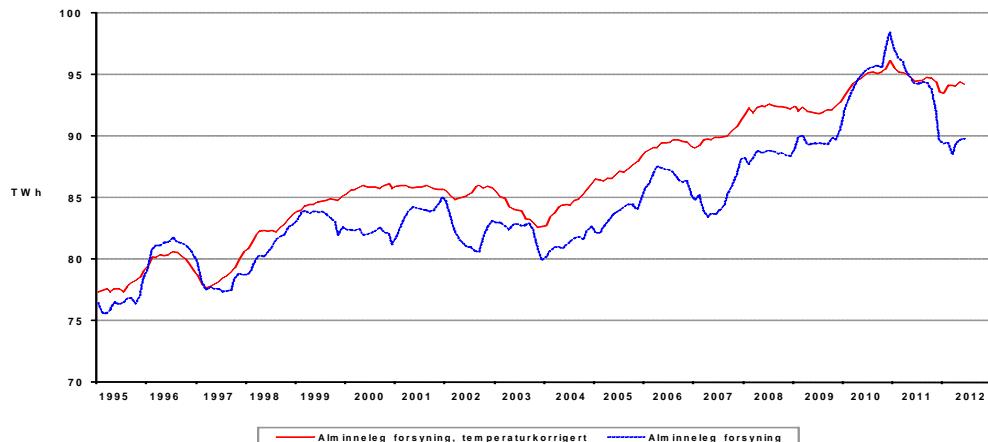
Andre kvartal i år var mykje kaldare enn same kvartal 2011, men temperaturane var likevel om lag som normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelege forbruket 19,4 TWh i andre kvartal 2012 eller om lag det same som i tilsvarande kvartal i 2011. For første halvår 2012 var det ein auke på 1,1 prosent og for siste 12-månadersperiode ein nedgong på 0,3 prosent.

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



Det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i andre kvartal har stort sett auka jamt i heile perioden 2003-2008. I 2009 ser vi ein nedgang i forbruket, noko som først og fremst heng saman med finanskrisen og verknadene av denne. Auken i 2010 og nedgangen i 2011 har først og fremst samanheng med høgare kraftprisar i 2011 enn i 2010. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i andre kvartal 2012 er det tredje høgaste som nokon gong er registrert i dette kvartalet, noko som kan ha samanheng med låge kraftprisar i 2012.

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

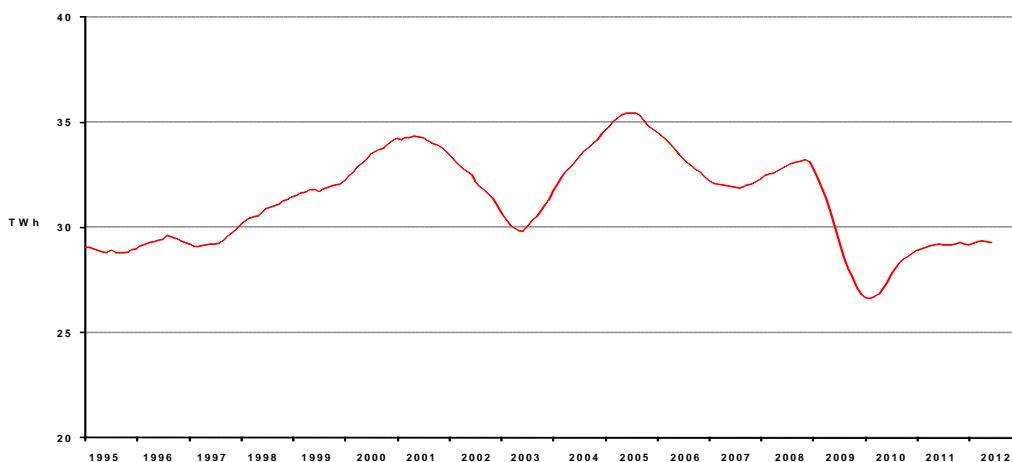


Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning dei siste 12 månadene er i ferd med å minke eller flate ut etter å ha steget frå august 2009 til desember 2010.

Forbruket i kraftintensiv industri var i andre kvartal 0,8 prosent lågare enn i same periode i 2011. I første halvår 2011 var det ein auke på 0,6 prosent.

Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 29,3 TWh referert kraftstasjon. Det er ein auke på 0,2 prosent frå same periode eit år før.

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

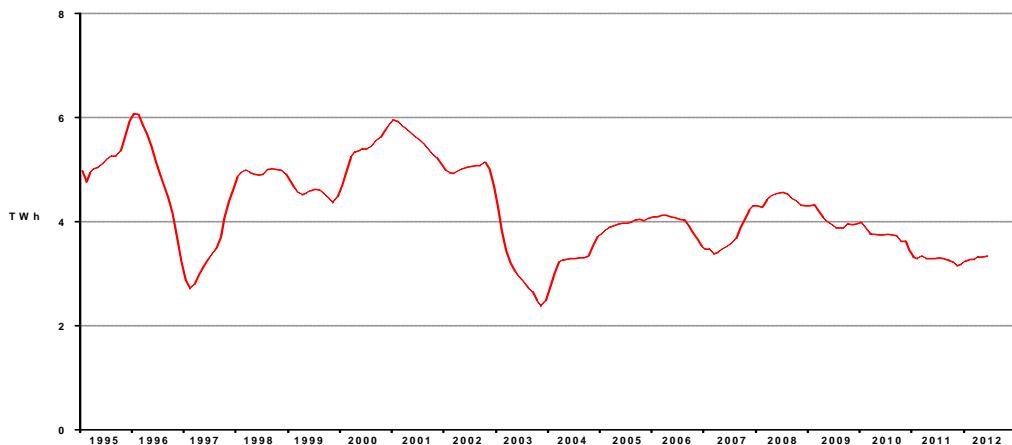


Kraftforbruket i kraftintensiv industri har sidan hausten 2005 falle grunna mellom anna redusert aktivitet og nedleggingar for delar av industrien. Årsaka til dette er høge kraftprisar og låge produktprisar. Frå hausten 2007 er det igjen auke i denne forbrugssektoren, medan vi i 2009 ser ein sterk nedgang.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

Forbruket av kraft til elektrokjelar var i andre kvartal 7,6 prosent høgare jamfört med tilsvarende kvartal i 2011. For første halvår var det ein auke på 8,7 prosent. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 3,3 TWh som er 1,1 prosent høgare enn i same periode eit år før. Forbruket dei siste 12 månadene er nesten halvert jamfört med 1995 og 2000. I begge desse åra kom forbruket opp i ca 6 TWh.

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

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

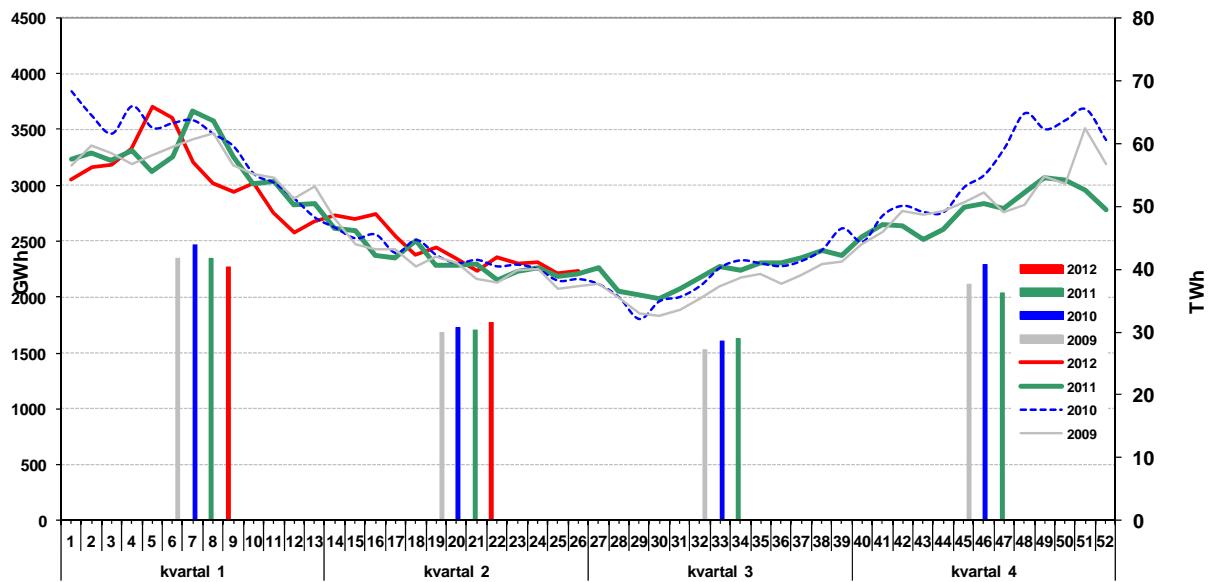


Ut frå figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjelar i perioden 1995-2012 er frå rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å krevje ein høgare pris for å kople ut enn det som er observert i same periode.

1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

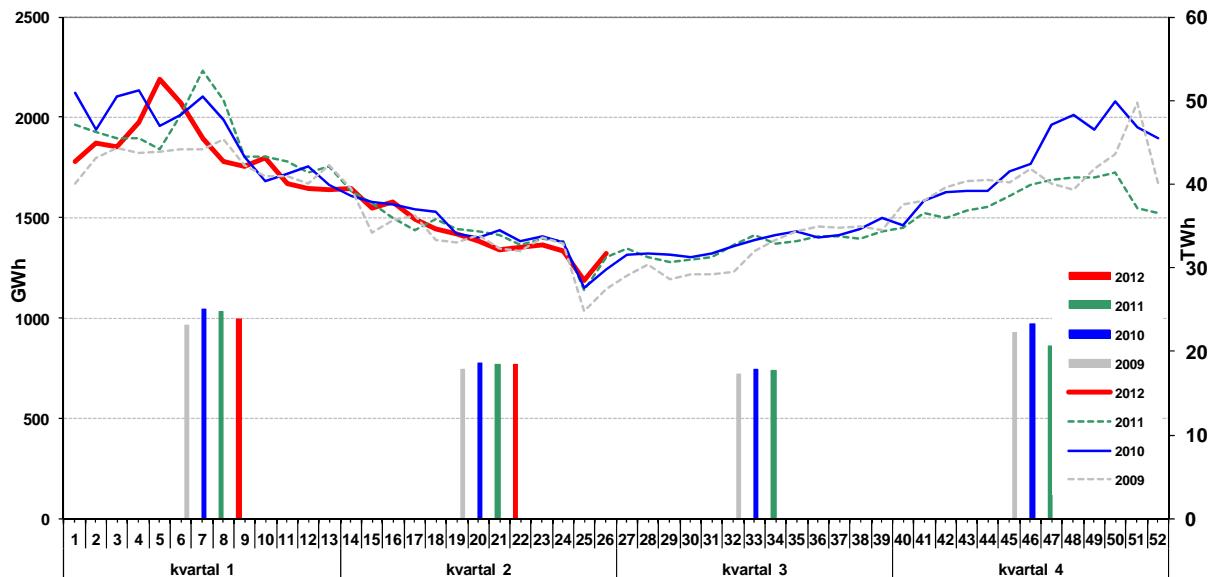
Det svenske kraftforbruket var 31,5 TWh i andre kvartal 2012. Det er ein auke på 1,2 TWh frå same kvartal i 2011. I følgje tal frå Svensk Energi var det temperaturkorrigerte forbruket 32,6 og 32,0 TWh for andre kvartal i høvesvis 2011 og 2012. Det indikerer at auken i faktisk forbruk i stor grad kan forklaraast med kaldare vær.

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



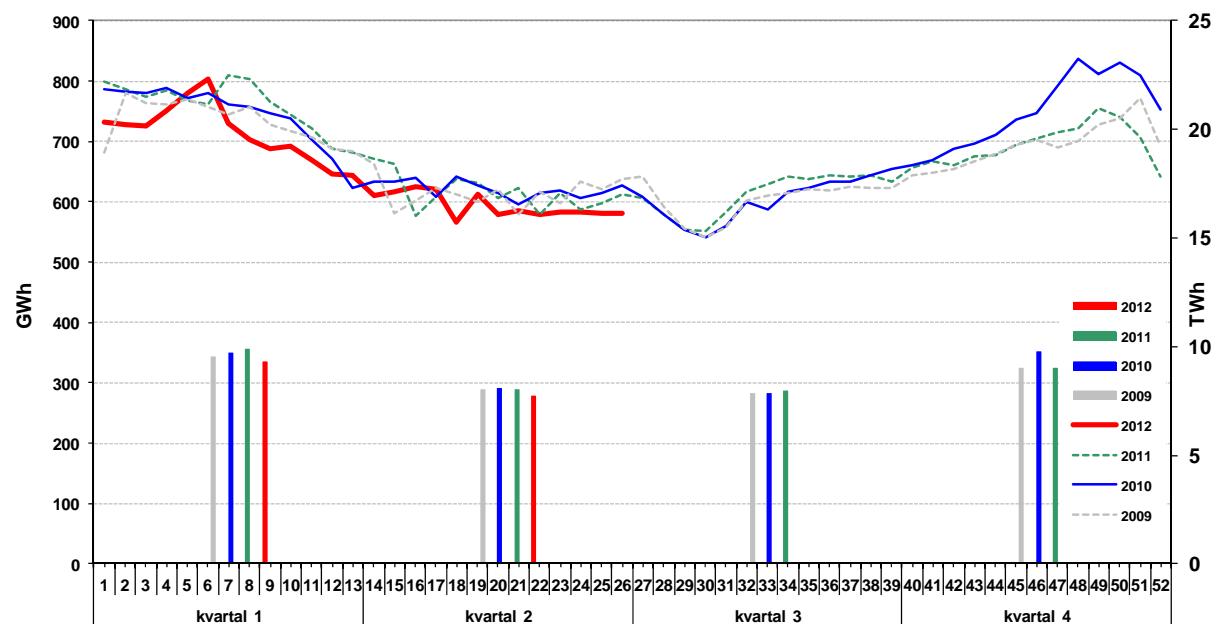
I andre kvartal 2012 var det finske kraftforbruket 18,4 TWh. Det er 0,1 TWh mindre enn i same periode i 2011. Trass i lågare temperaturar i Finland i andre kvartal i år enn i fjor auka altså ikkje kraftforbruket i dette kvartalet.

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



Danmark hadde eit kraftforbruk på 7,7 TWh i andre kvartal i 2012, noko som tilsvarer ein reduksjon på 0,3 TWh samanlikna med andre kvartal 2011. Forbruket på Jylland var 4,6 TWh, medan det på Sjælland var 3,1 TWh. Forbruksnedgangen fordelte seg om lag likt på dei to områda.

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

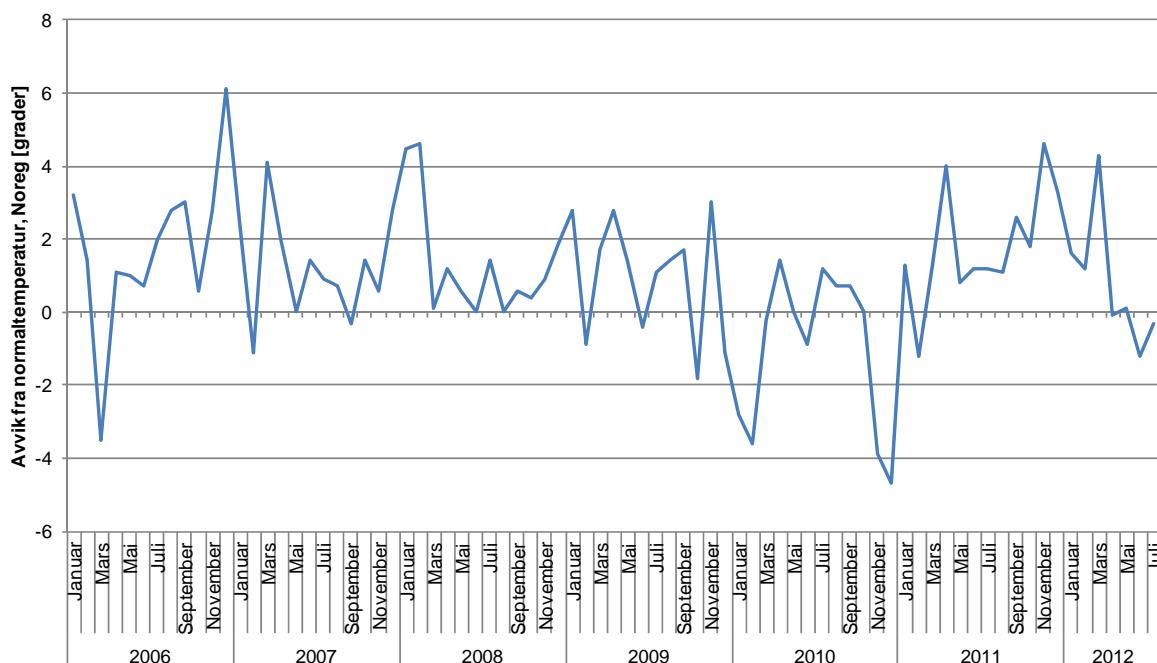


1.5 Andre energiberarar i Noreg

I tillegg til elektrisitet er biobensin, fjernvarme, olje, parafin, 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.

Året 2010 var eit serdeles kaldt år med mykje behov for oppvarming, medan vintermånadene i 2011 var litt varmare enn normalen. Dette visast tydeleg i figur 1.5.1. Dei avvikande temperaturane i 2010 og 2011 påverkar mykje av statistikken som presenterast i dette kapitlet.

Figur 1.5.1 Avvik frå normaltemperatur, Noreg. Kjelde MET



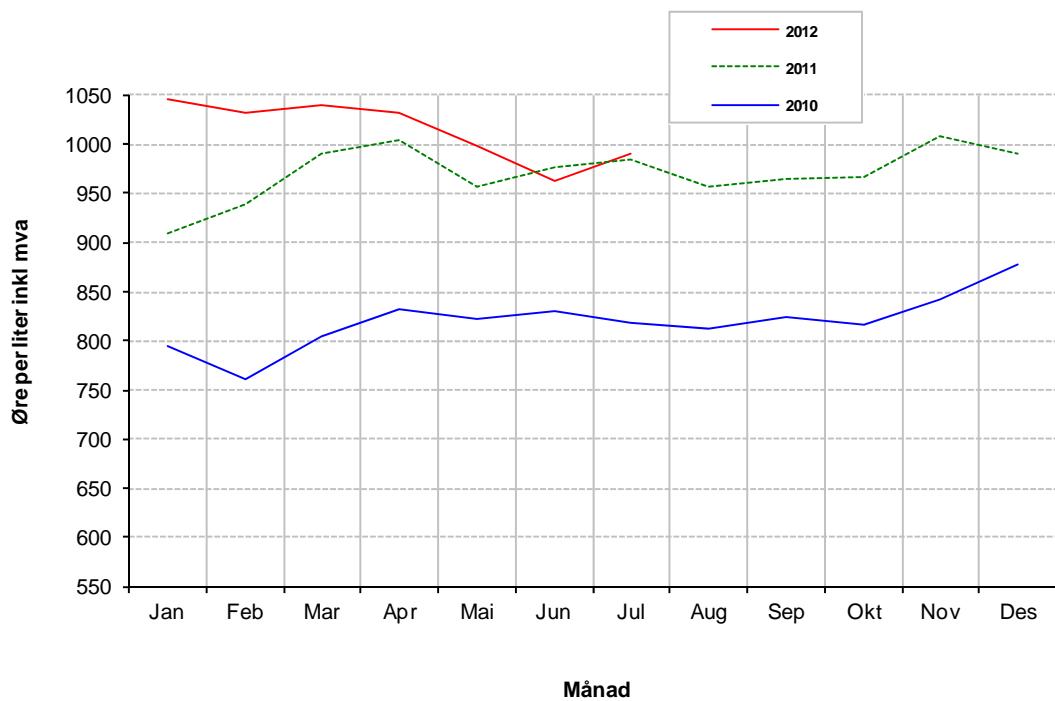
Fyringsoljar

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. Gjennomsnittsprisen¹ for lett fyringsolje har i andre kvartal 2012 berre vore om lag to prosent høgare enn for same periode i fjer. Grafen under viser at prisen heldt seg relativt stabilt i 2011, med ein stigning i årsskiftet 2011-2012, før prisen igjen falt i mai-juni 2012. Prisen på lett fyringsolje har auka det siste året i forhold til prisen på el.

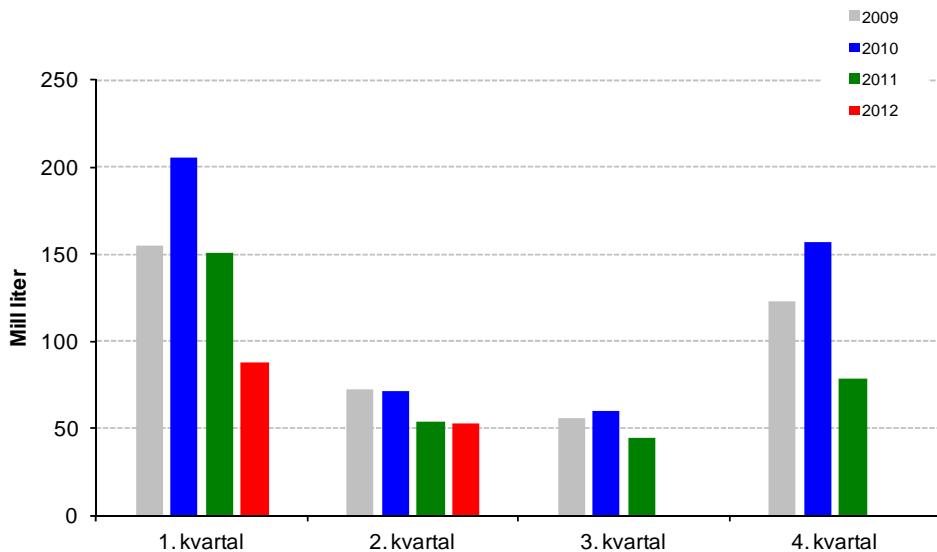
¹ Prisane er berekna frå SSBs sin konsumprisindeks. Det er pris for fyringsolje med standard kvalitet med levering til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medrekna dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane reknast eit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

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



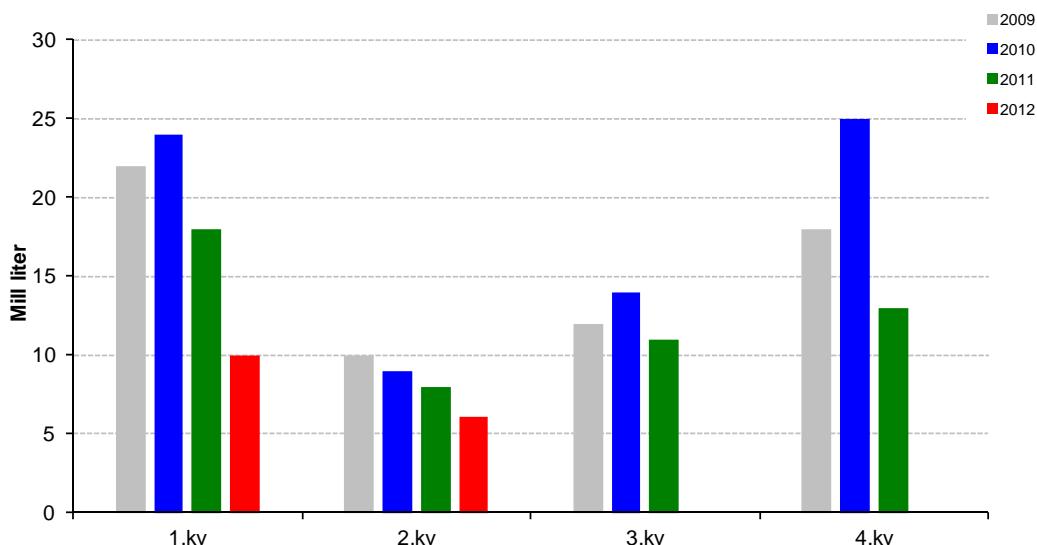
Figuren under viser at det i andre kvartal 2012 blei selt 53 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentleg verksemrd). Det er ein nedgang på tre prosent frå andre kvartal 2011, og 26 prosent frå andre kvartal 2010. Nedgangen i salet skjedde innanfor næringsbygg og industri bergverk og kraftforsyning, medan det var ein svak oppgang i hushalda. Vi ser over tid en betydelig nedgang i sal av fyringsoljar. 2010 var eit unntak grunna kalde temperaturar, mens den fallande trenden fortsette i 2011 og 2012.

Figur 1.5.3 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 andre kvartal 2012 blei det selt 6 millionar liter fyringsparafin mot 8 millionar liter i andre kvartal 2011, og 9 millionar i andre kvartal 2010. Det er ein nedgang på 24 prosent i forhold til same kvartal i fjor.

Figur 1.5.4 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

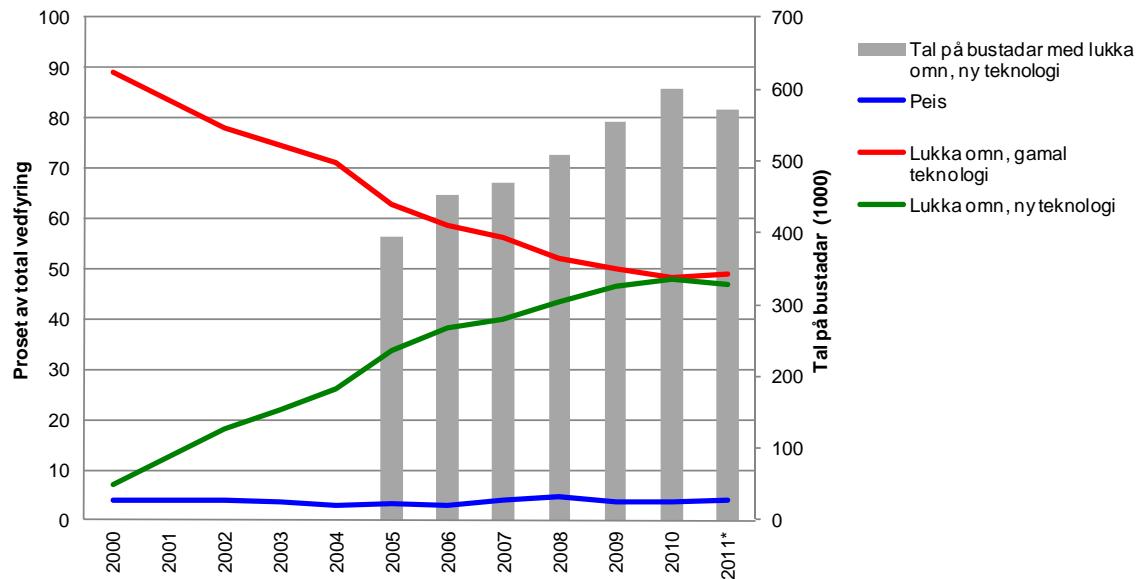


Ved

Etter eit rekordhøgt vedforbruk i 2010, gikk den samla bruken av ved ned med 19 prosent i 2011. Dette året blei det brent 1,2 millionar tonn ved i norske husstandar, mens 0,2 millionar tonn ved blei brent i norske fritidsbustadar. Til saman utgjør dette eit teoretisk energiinnhald på 6,6 TWh. Ein del av energien vert ikkje nytiggjort på grunn av tap i forbrenninga, og det er berekna at 3,9 TWh frå ved vert nytiggjort. Dette er ein nedgang på respektive 1,5 TWh og 0,8 TWh frå året før. 2010 var eit særskilt kaldt år, med periodar med streng kulde både i starten og slutten av året. 2011 var mildare enn eit normalt år, og dette er ein viktig årsak til nedgangen i vedbruken.

I perioden frå år 2000 til 2010 steig delen av veden som blei brent i reintbrennande omnar i norske bustader, og i 2010 blei like mykje ved brent i omnar med ny og gammal teknologi. Denne utviklinga snudde i 2011, da en noe mindre del av veden blei brent i reintbrennande omnar enn året før. I 2009 blei 46,5 prosent av veden brent i reintbrennande omnar, i 2010 var delen oppe i 48 prosent, mens den gikk ned til 47 prosent i 2011. Dette er altså ikkje ein dramatisk nedgang, men likevel eit tydelig brot i trenden.

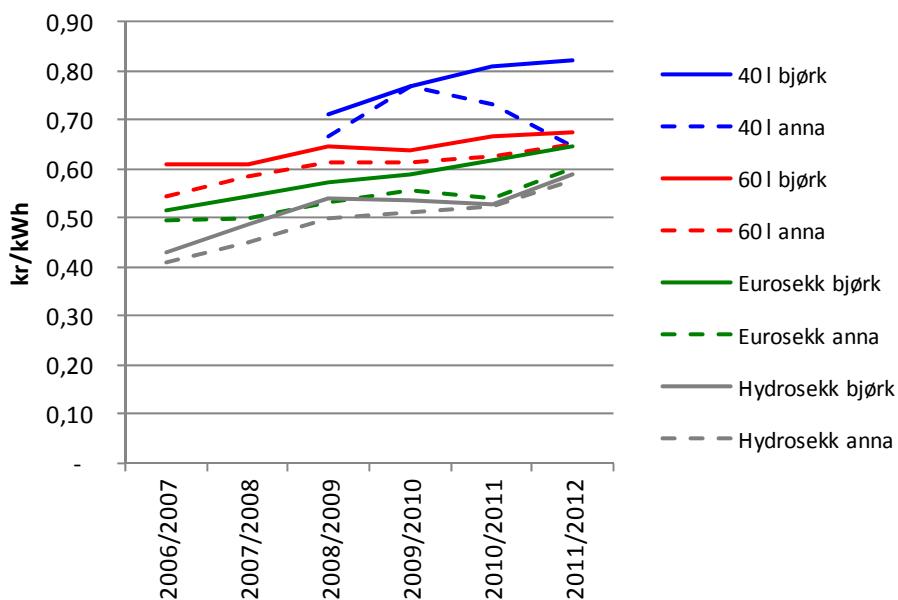
Figur 1.5.5 Utvikling i kor mykje ved som fyrast i ulike typar omnar. *Tal for 2011 er foreløpige Kjelde: SSB



Det er meir bruk av omn med moderne teknologi i bustadar enn i fritidsbustadar. 47 prosent av veden som brennast i bustadane brennast i reintbrennande omnar, mens denne delen for fritidsbustadar er 31 prosent. Bruken av ope peis er meir utbredt i fritidsbustadar enn i bustadar, 12 prosent av veden som brennes i fritidsbustadar brukast i ope peis, mens tilsvarende tar for bustadar er 4 prosent.

Norsk Ved gjennomfører årleg ei marknadsspørjeundersøking blant sine medlemmer. Figuren viser landsgjennomsnitt for kva prisar medlemmene rapporterte å operere med frå vinteren 2006/2007 til 2011/2012. Prisene er berekna per kWh innfyrt energi.

1.5.6 Priser for ved fyringssesongane 2006/2007 til 2011/2012. Utvalde volumgrupper. Kroner/kWh innfyrt energi inkludert mva. Kjelde: Norsk Ved



Som ein ser av figuren har prisane på dei fleste produkta stege jamt dei siste åra. Prisen på 40 liter sekk med anna ved enn bjørk skil seg ut med en prisnedgang dei siste to sesongane. Løsved av anna treslag enn bjørk var den volumgruppa som hadde størst prisauking siste sesong med 16 prosent høgare pris i 2011/2012 enn i 2010/2011.

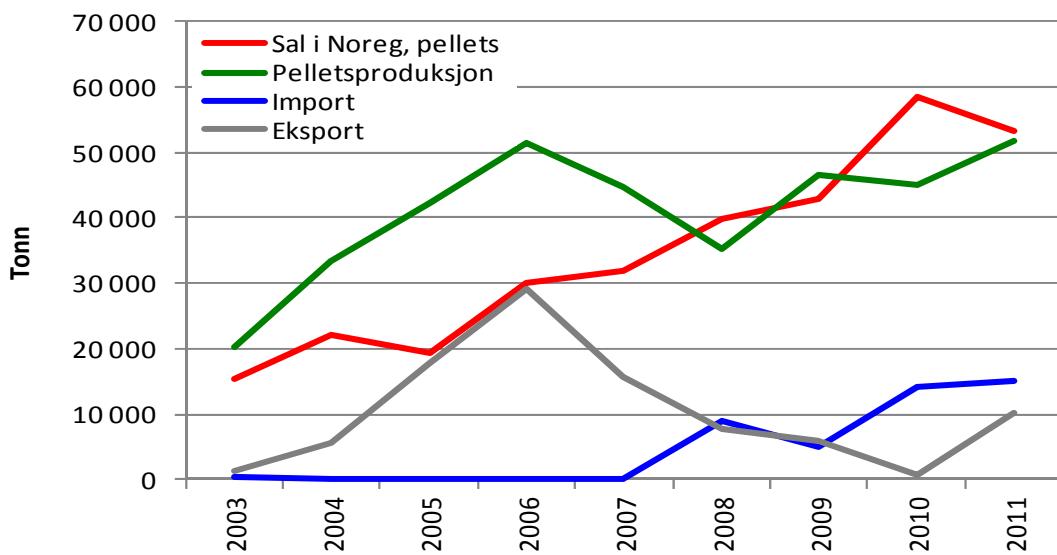
Prisane viser relativt små variasjonar på landsbasis, men tala frå Norsk Ved viser at prisane på Sørlandet låg lågast.

Anna bioenergi

Tallene for anna bioenergi dekker produkta pellets og brikettar.

Pelletsproduksjonen i Noreg auka kraftig frå omtrent 45 000 tonn i 2010 til nesten 52 000 tonn i 2011, ei auke på 15 prosent. Salet av pellets gikk derimot noko ned, frå 58 000 tonn til 53 000 tonn. Dette kan skuldast at 2010 var eit serdeles kaldt år med mykje behov for oppvarming, medan vintermånadene i 2011 var litt varmare enn normalen. Det ble importert ca 15 000 tonn pellets, medan eksporten i 2011 var på ca 10 000 tonn.

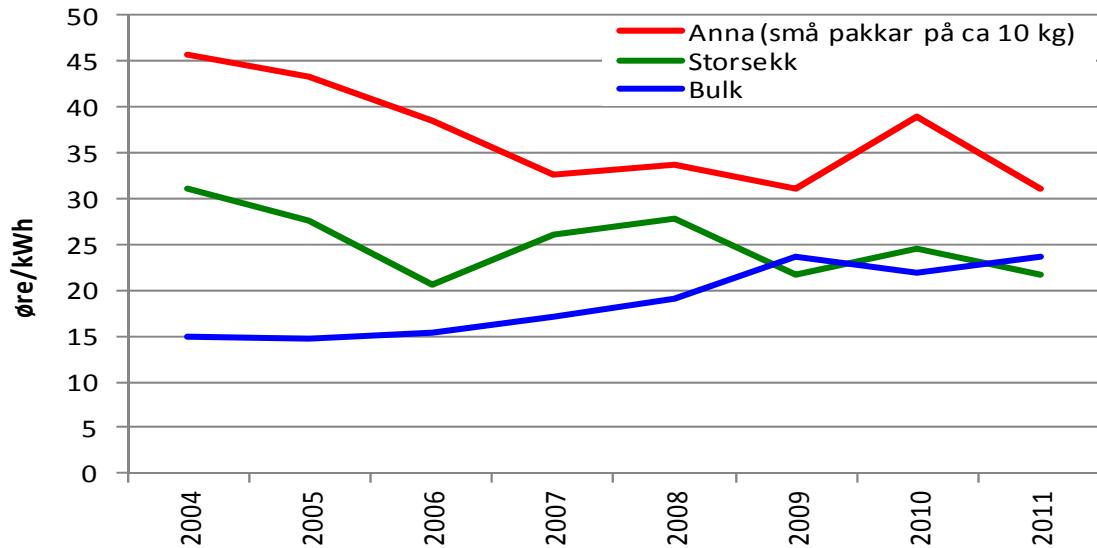
Figur 1.5.7 Utvikling i produksjon, eksport, import og sal av pellets, 2003-2011. Kilde: Norsk Bioenergiforening



Figuren under viser utvikling i pelletsprisar, opplasta ved fabrikk, eks mva.¹. Prisane er gjennomsnittsprisar, veid med omsyn på omsetningsvolumet av de forskjellige varepartia som har blitt seld.

¹ Forutsatt 4800 kWh per tonn pellets

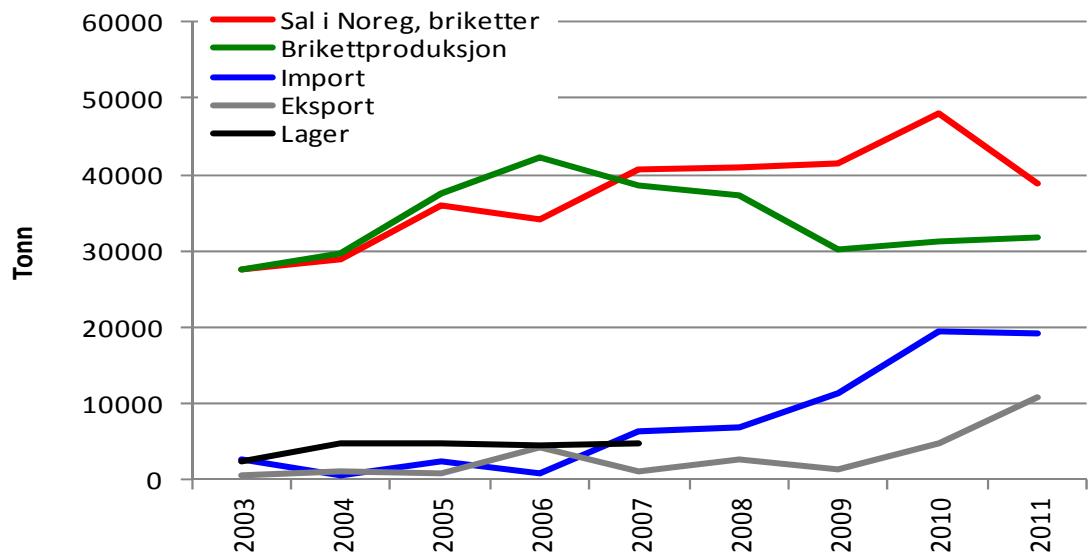
Figur 1.5.8 Utvikling i pelletsprisar, 2004-2011. Kilde: Norsk Bioenergiforening



Salet av pellets skjer hovudsakleg i småsekk og bulk, men det seljast også ein del i storsekks. Frå 2010 til 2011 auka delen av salet i form av bulk frå 67 prosent til 79 prosent.

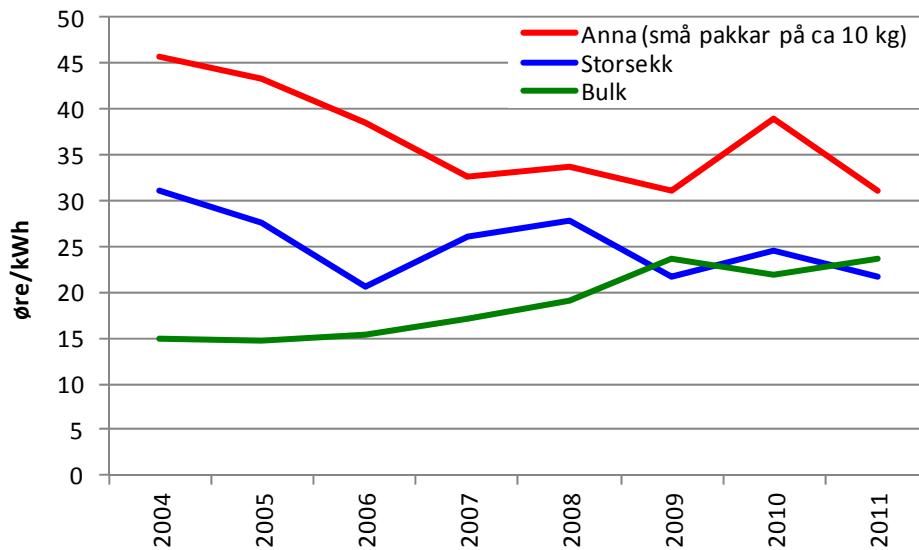
Det ble produsert ca 31 700 tonn brikettar i Noreg i 2011, omrent det same som i 2010. I tillegg ble det importert 19 300 tonn, og til saman ca 39 000 tonn ble sold innlands. Dette er ein nedgang på 19 prosent i forhold til salet i 2010, noko som sannsynlegvis skyldast at det var svært kaldt i 2010, mens temperaturen var litt over normal i 2011.

Figur 1.5.9 Utvikling i produksjon og sal av brikettar, 2003-2011. Kjelde: Norsk Bioenergiforening



Prisen på briketter i små ”hushaldspakk” har gikk ned frå 39 øre/kWh i 2010 til 31 øre/kWh i 2011. Dette er prisen for innfyrte energi. Prisen på briketter i storsekks gikk også ned, frå 24,6 øre/kWh i 2010 til 22 øre/kWh i 2011. Prisen på brikettar i bulk auka frå 21,9 til 24 øre/kWh.

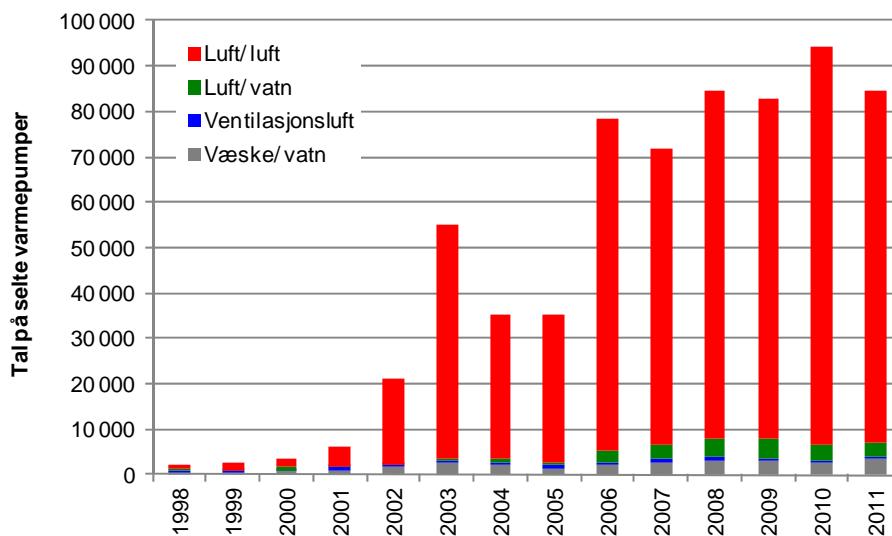
Figur 1.5.10 Utvikling i prisar på brikettar, 2004-2011. Kjelde: Norsk Bioenergiforening



Varmepumper

Statistikk frå Norsk Varmepumpeforening (NOVAP) viser ein nedgang i salet av varmepumpar frå 2010 til 2011. I 2011 ble det selt drygt 84 000 varmepumpar, mot drygt 94 000 i 2010. Det er salet av luft/luft-varmepumpar som har den største nedgangen, som er på omtrent 10 000 einingar. Salet av væske/vatn-varmepumpar og ventilasjonsluftvarmepumpar gikk noe opp i 2011. Som tidlegare nemnt var 2010 eit serskild kaldt år, og dette kan være årsaka til at det ble selt så mange varmepumpar dette året. Salet i 2011 ligg på nivå med salet i 2008 og 2009. Det er grunn til å tro at meir enn 650 000 varmepumpar er i drift i Noreg i dag, dei fleste av desse er installert i hushalda.

Figur 1.5.11 Utvikling i sal av varmepumper 1998 til 2011. Kjelde: NOVAP



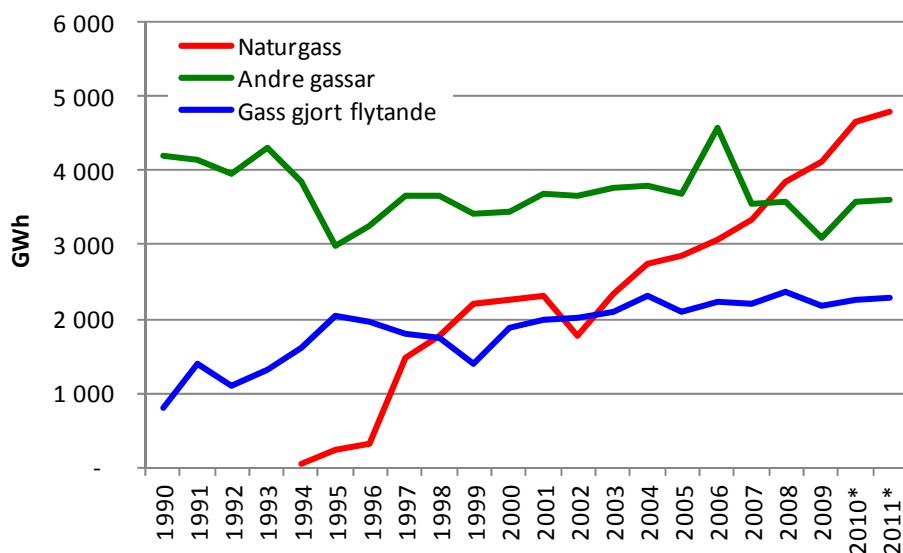
Fjernvarme

Sjå NVEs kvartalsrapport 4/2011 for informasjon om fjernvarme.

Gass

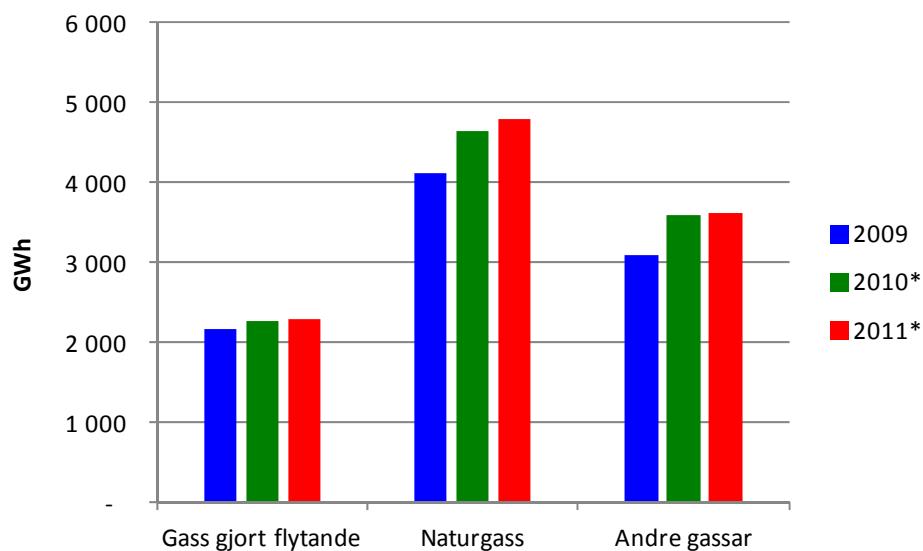
Gass til stasjonære formål nyttast som regel i industri. Bruken av gass har auka jamt sidan midten av 1990-talet. Bruken av naturgass har auka gjennom heie perioden, med unntak av 2002. Denne bruken veks framleis, men har avteke noko dei siste åra. Bruken av gass gjort flytande og andre gassar har heldt seg nokon lunde stabil sidan midten av 1990-talet. Totalt forbruk av gass i 2011 var på 10,7 TWh i 2011, mot 10,5 TWh i 2010.

Figur 1.5.12 Utvikling bruk av gass 1990-2011.* Tala for 2010 og 2011 er foreløpige. Kilde: SSB



Figuren under viser nærmere utviklinga i bruken av gass dei siste tre åra. Også her ser ein at bruken av naturgass framleis aukar, mens bruken av gass gjort flytande og andre gassar er omrent uendra frå 2010 til 2011.

Figur 1.5.13 Utvikling bruk av gass 2009-2011. *Tala for 2010 og 2011 er foreløpige. Kilde: SSB



1.6 Kraftutveksling

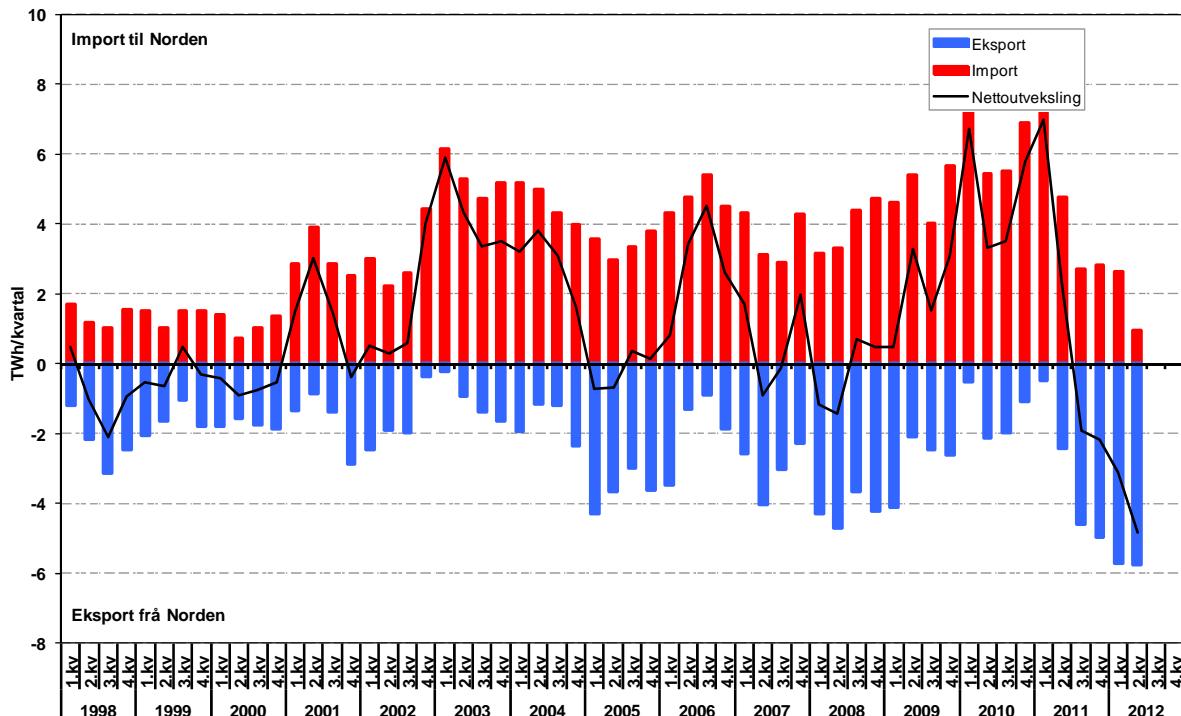
I årets andre kvartal hadde Norden ein nettoeksport på 5,1 TWh. Til samanlikning hadde Norden ein nettoimport på 2,4 TWh i same periode i fjor. Dei siste 52 vekene har Norden hatt ein nettoeksport på 12,9 TWh, medan det var ein nettoimport på 16,8 TWh dei føregåande 52 vekene.

Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	2.kv. 2012	2. kv. 2011	Siste 52 veker	Føregående 52 veker
Noreg	-5,1	0,6	-20,1	7,9
Sverige	-5,8	-1,8	-14,5	-0,2
Finland	3,8	2,9	17,2	10,9
Danmark	2,0	0,7	4,5	-1,7
Norden	-5,1	2,4	-12,9	16,8

Dei store svingingane i utvekslinga har samanheng med at det var meir nedbør og mildare vær i 2011 enn i 2010. Gjennom året betra dette den hydrologiske situasjonen betrakteleg. Medan magasinfyllinga i Noreg var på eit historisk minimum for årstida ved starten av 2011, hadde den ved starten av 2012 ikkje vore høgare sidan 1982.

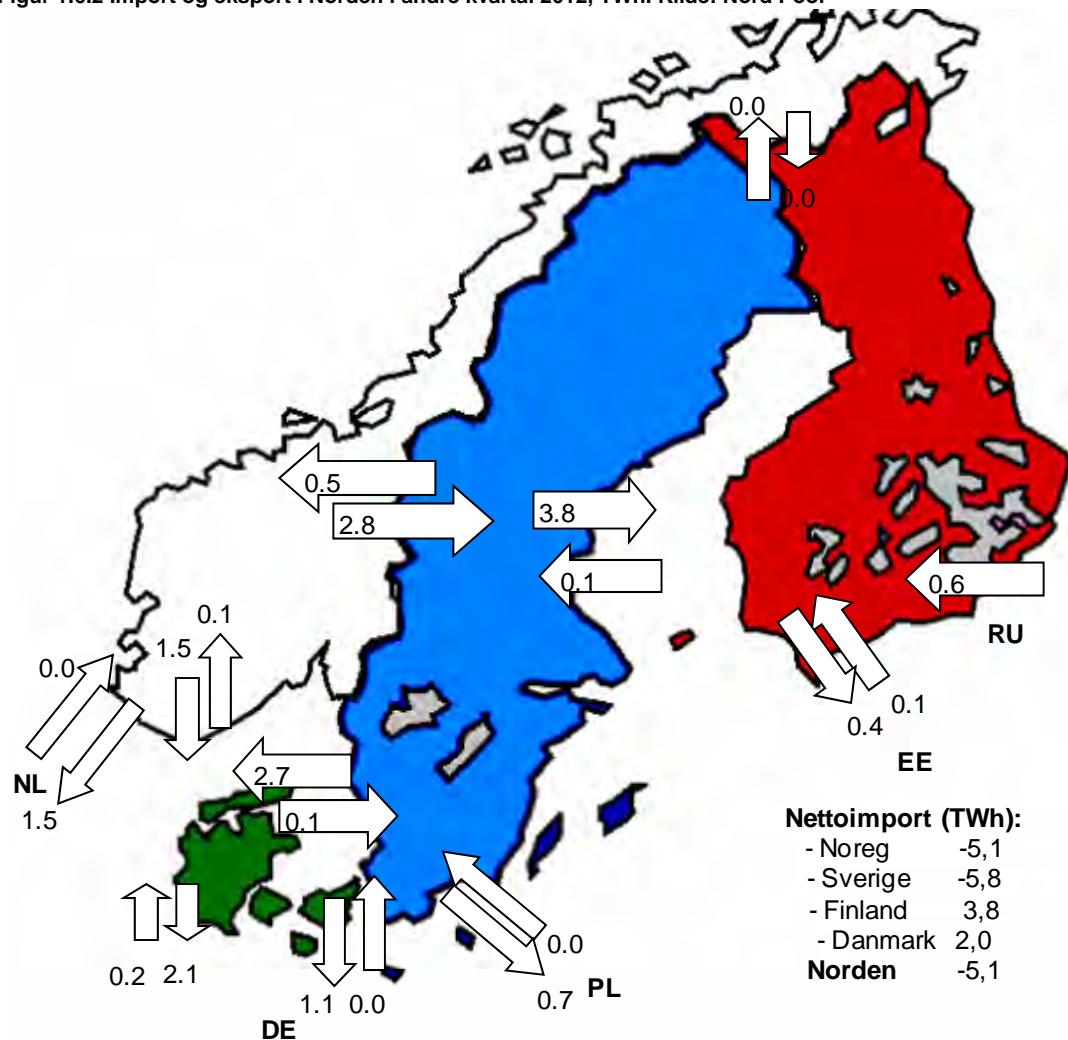
Det er i Noreg og Sverige, kor vasskraft utgjer ein monaleg del av den samla kraftproduksjonen, at eksporten har auka. Danmark og Finland har eit stort innslag av termisk kraftproduksjon. Høgare vasskraftproduksjon i Noreg og Sverige har dei siste kvartala erstatta noko av den termiske kraftproduksjonen. Dette er årsaka til at utviklinga i Danmark og Finland har gått mhotsatt veg avutviklinga i Noreg og Sverige.

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



I årets andre kvartal var det netto kraftflyt frå Noreg og Sverige til Finland, Danmark, Nederland, Tyskland og Polen. Dette har samanheng med at Noreg og Sverige eksporterar delar av vasskraftoverskotet til dei omkringliggjande landa, kor delar av den termiske kraftproduksjonen stansar når prisane fell. I årets andre kvartal hadde Noreg nær einsidig eksport til Nederland og Danmark, medan Sverige hadde nær einsidig eksport til Danmark, Tyskland, Polen og Finland. Noreg hadde òg ein monaleg nettoeksport til Sverige. Dette har samanheng med at Sverige har eit lågare innslag av vasskraftproduksjon enn Noreg, og at landet delvis har vore transittland for norsk kraft.

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

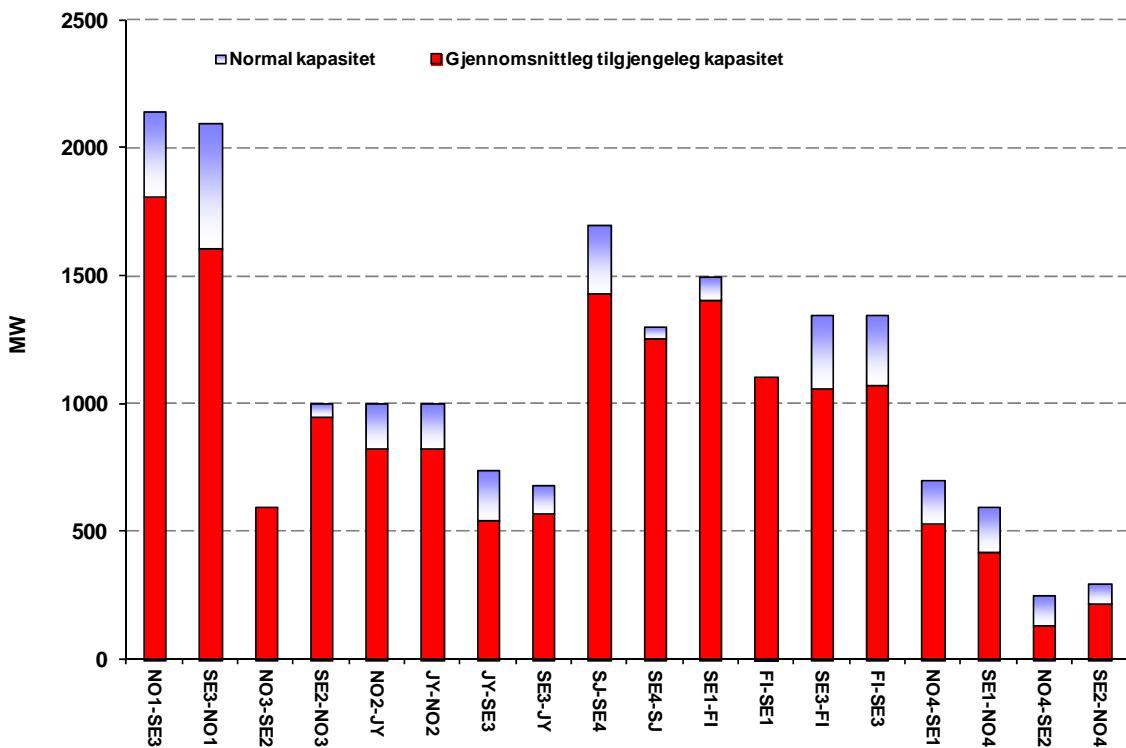


I andre kvartal var det reduksjonar på fleire av dei nordiske overføringsforbindelsane som er vist i figur 1.6.3. På forbindelsen mellom Aust-Noreg og SE3 har det i andre kvartal vore redusert overføringskapasitet, og denne var meir redusert enn i første kvartal. Dette har samanheng med at det i kvartalet vart utført vedlikehaldsarbeid på lina Rød-Hasle og koplingsstasjonen ved Hasle. Kapasiteten har også vore noko redusert som følgje av arbeidet med oslofjordkablane, samt at dei interne netttilhøva i Noreg og Sverige til tider legg avgrensingar på handelskapasiteten mellom landa. Øg på forbindelsane mellom Sverige og Midt- og Nord-Noreg var det i andre kvartal reduksjonar i handelskapasitetane. Dette har særleg hatt samanheng med at det har vore vedlikehaldsarbeid på fleire av linene.

I april og juni var det øg enkelte reduksjonar på kapasiteten mellom Sørvest-Noreg og Jylland. Dette har samanheng med at det vart utført vedlikehaldsarbeid på Skagerrak-kablane, på ein koplingsstasjon i Kristiansand, samt på grunn av at det vart utført arbeid i det danske sentralnettet. Vidare vart det utført arbeid på kablane Konti-Skan og Storebælt, som forbind Jylland med SE3 og Sjælland. Det var øg noko redusert overføringskapasitet mellom Sjælland og SE4, særskilt i retning Sverige.

Kabelforbindelsen Fennoskans, som forbind Finland og SE3, hadde i fleire periodar i andre kvartal redusert overføringskapasitet. Arbeid på Huutokoski substasjon medverka til at det også vart nokre reduksjonar mellom Finland og SE1 i retning Finland, men reduksjonane mellom desse områda var mykje mindre enn i førre kvartal.

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



Noreg

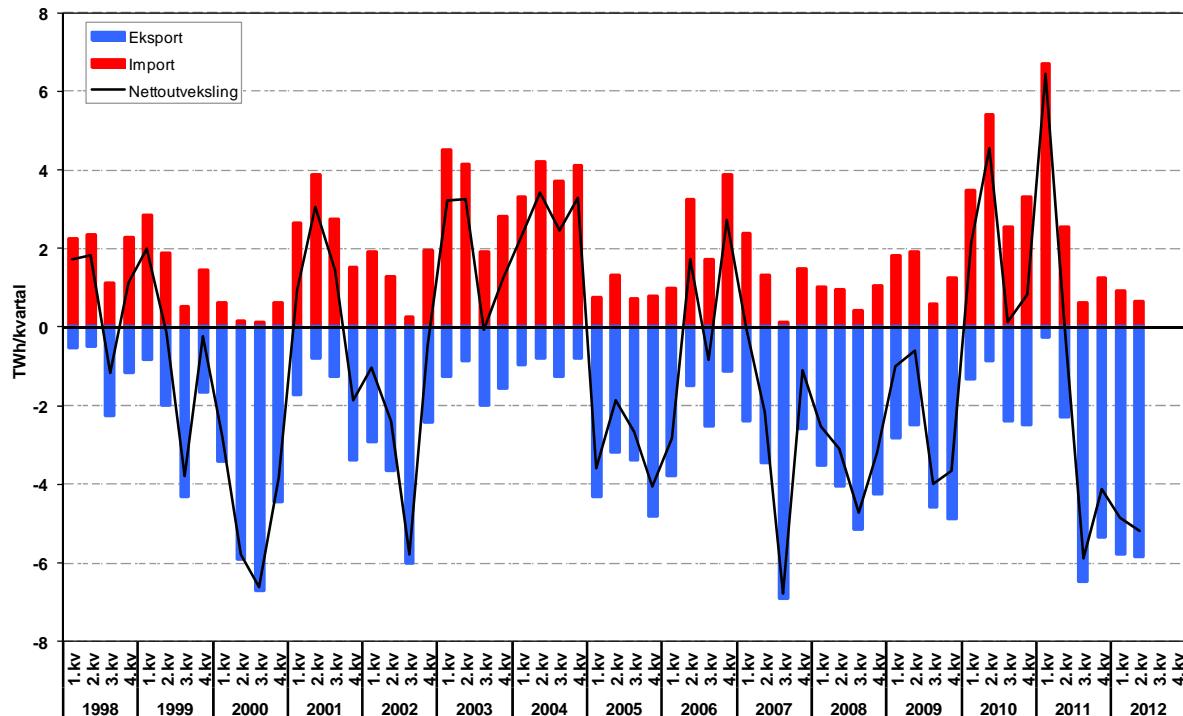
Den norske kraftutvekslinga gjekk frå 0,6 TWh nettoimport i andre kvartal i fjor til 5,1 TWh nettoeksport i andre kvartal i år. Det er den høgaste eksporten i andre kvartal sidan år 2000. Dei siste 52 vekene har Noreg hatt ein nettoeksport på 20,1 TWh, medan det var ein nettoimport på 7,9 TWh dei føregåande 52 vekene.

Dei store endringane har samanheng med at kraftsituasjonen i 2010 og fyste kvartal 2011 var prega av underskott og låg magasinfylling. Dette ga auka kraftprisar og import frå dei omkringliggjande landa. I 2011 var vêret prega av mykje nedbør og milde temperaturar, og situasjonen snudde i løpet av året til ein overskottssituasjon med låge kraftprisar og høg eksport. Denne har vedvart i første halvår av 2012.

I andre kvartal hadde Noreg nær einsidig eksport til Nederland og Danmark, med unntak av 19 timer med import frå Nederland og 149 timer med import frå Danmark. Totalt vart det eksportert 1,5 TWh til Nederland og 1,4 TWh til Danmark i andre kvartal. Noreg hadde òg ein høg eksport til Sverige – totalt 2,3 TWh. Noreg hadde eksport til Sverige i 78 prosent av timane og import i dei resterande timane.

På grunn av at kolkrafta ikkje er like regulerbar som den norske vasskrafta, er det ofte låg kraftpris på kontinentet om natta og i helgane. Den norske kraftprisen, som varierar mykje mindre enn dei på kontinentet, må derfor vere svært låg for at det skal bli einsidig eksport på utanlandsforbindelsane. Den høge eksporten til Nederland og Danmark er derfor uvanlig og har samanheng med at det har vore høgt tilsig og mildt vêr det siste året som har gjeve ein god ressurssituasjon. Magasinkapasiteten er avgrensa og mange kraftprodusentar må difor produsere mykje kraft til ein låg pris for å unngå flomtap.

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



Andre nordiske land

Sverige hadde 5,8 TWh nettoeksport i årets andre kvartal. Det var nær einsidig eksport til Finland, Danmark, Tyskland og Polen, men samsundes ein monaleg import får Noreg. I same periode i fjor hadde Sverige ein nettoeksport på 1,8 TWh, men hadde då eksport til alle dei omkringliggende landa unntatt Finland. Auken har samanheng med det siste året har vore svært vått, men i år er magasinfyllinga langt høgare enn på same tid i fjor. Dette gjer at nettoutvekslinga av kraft har vore noko annleis enn i fjor.

Finland har dei siste åra hatt ein høg og stabil import frå Russland, men denne var i andre kvartal på berre 0,6 TWh, ned 2,5 TWh frå andre kvartal i fjor. Finland hadde òg ein nettoimport frå Sverige på 3,7 TWh og ein nettoeksport på 0,4 TWh til Estland. Totalt hadde Finland ein nettoimport på 3,8 TWh i andre kvartal. Endringa har mellom anna samanheng med at mykje nedbør og høg magasinfylling i Norden har gjeve lågare kraftprisar og høg import frå Sverige.

Danmark hadde i andre kvartal ein nettoimport på 2,0 TWh, mot ein nettoimport på 0,7 TWh i same kvartal i fjor. Endringa har samanheng med at auka vasskraftproduksjon i Norden har gjeve lågare prisar og dermed lågare termisk kraftproduksjon, som det er mykje av i Danmark. Medan Danmark i andre kvartal i fjor hadde ein nettoimport på 0,1 TWh frå Noreg og 1,3 TWh frå Sverige, hadde landet i år ein nettoimport på høvesvis 1,4 og 2,6 TWh frå desse landa. Ein del av den importerte krafta frå Noreg og Sverige vart eksportert vidare til Tyskland, som auka nettoimporten frå Danmark frå 0,6 i fjor til 1,9 TWh i år.

1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

1.7.1 Spotmarknaden – lågare prisar

Den gjennomsnittlege spotprisen i andre kvartal vart mellom 202 og 276 kr/MWh i dei nordiske elspotområda, noko som svarer til ein nedgang på 33 til 50 prosent frå same kvartal i fjor. Trass i sein snøsmelting var prisnivået lågt for årstida. Det har samanheng med at produsentane haldt produksjonen oppe for å rydde plass til smeltevatnet som ville kome seinare på sommaren.

I starten av andre kvartal hadde dei nordiske marknadsområda snittprisar over døgnet på 200-300 kr/MWh. Ved utgangen av kvartalet var døgnprisane rundt 170 kr/MWh i Noreg, Finland og dei tre nordlegaste områda i Sverige. I Danmark og SE4 var døgnprisen rundt 260 og 270 kr/MWh. Figur 1.7.1 viser døgnprissnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX i andre kvartal.

Den høgaste timesprisen i Norden i andre kvartal var 1517 kr/MWh i

Elspotprisar kr/MWh	2. kv. 2012	Endring frå 2.kv. 2011	Endring frå 1.kv. 2012	Gj.snitt siste 12 mnd.	Endring frå foregåande 12 mnd.
Aust-Noreg (NO1)	203	-50 %	-28 %	250	-45 %
Sørvest- Noreg (NO2)	202	-50 %	-26 %	247	-44 %
Midt-Noreg (NO3)	218	-46 %	- 23 %	266	-42 %
Nord-Noreg (NO4)	213	-47 %	- 25 %	264	-42 %
Vest-Noreg (NO5)	201	-49 %	- 27 %	245	-46 %
SE1	219	-45 %	- 23 %	269	-41 %
SE2	219	-45 %	- 24 %	269	-41 %
SE3	223	-44 %	- 25 %	274	-40 %
SE4	255	-37 %	- 16 %	288	-37 %
Finland	244	-39 %	- 24 %	299	-35 %
Jylland (DK1)	273	-33 %	- 7 %	309	-24 %
Sjælland (DK2)	276	-33 %	- 11%	323	-27 %
Estlink	262	-25 %	- 18 %	306	-20 %
Tyskland (EEX)	306	-27 %	- 11 %	351	-11%

Finland om morgonen den 16. april. Den lågaste timeprisen var natt til 25. juni, med 65 kr/MWh i alle dei nordiske elspotområda. I første kvartal var den høgaste og lågaste registrerte timeprisen høvesvis 2000 og -360 kr/MWh. Det var såleis mindre spenn i dei nordiske kraftprisane i andre kvartal.

Dei norske elspotområda hadde like prisar i over 50 prosent av timane i andre kvartal. Vest-, Aust- og Sørvest-Noreg hadde like prisar 77 prosent av tida, medan Midt- og Nord-Noreg var eitt prisområde i 93 prosent av timane.

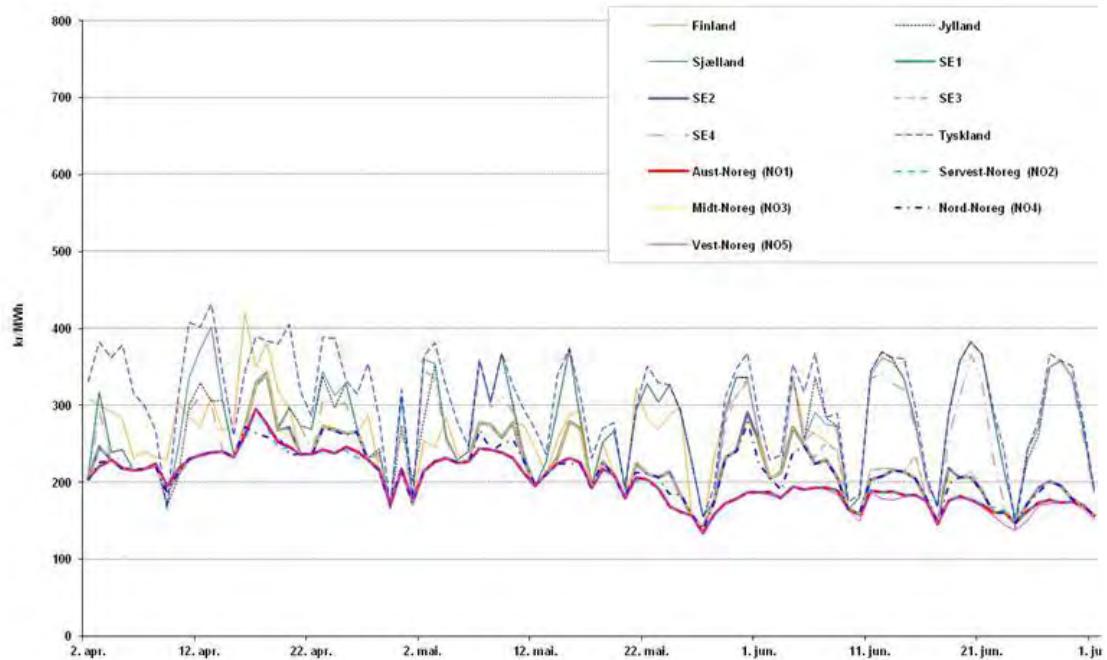
Den gjennomsnittlege kraftprisen i Nord- og Midt-Noreg i andre kvartal var 213 og 218 kr/MWh. Tilsvarande pris var 203 kr/MWh i Aust-Noreg, 201 kr/MWh i Vest-Noreg og 202 kr/MWh i Sørvest-Noreg. Det vil seie at gjennomsnittsprisane var nær halvert samanlikna med andre kvartal 2011. Den store prisforskjellen skuldast først og fremst at ressurssituasjonen i vasskraftsystemet er vesentleg betre i år enn i fjor. Dette har medverka til at prisane i andre kvartal vart låge, sjølv om været var kaldare og forbruket høgare enn i same kvartal året før.

Dei svenske elspotområda hadde ein gjennomsnittleg kraftpris på mellom 219 og 255 kr/MWh i andre kvartal. Prisane var like i alle timane i dei to nordlegaste svenske elspotområda. SE3 var eitt prisområde saman med desse i 93 prosent av tida. I 9 prosent av timane var SE4 eit eiga prisområde.

Jylland og Sjælland hadde dei høgaste snittprisane i Norden i andre kvartal med 273 og 276 kr/MWh. Det er ein nedgang på om lag 7 og 11 prosent frå første kvartal. Finland hadde ein snittpris på 244 kr/MWh i andre kvartal, om lag 24 prosent lågare enn i første kvartal 2012.

Ved den tyske kraftbørsen EEX var den gjennomsnittlege prisen for andre kvartal 306 kr/MWh. Det er ein nedgang på om lag 11 prosent frå det føregåande kvartalet.

Figur 1.7.1 Spotprisar i andre kvartal 2012, døgngjennomsnitt, 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. Her ser vi til dømes at SE4 i svært få timer hadde lågare pris enn dei tre andre svenske elspotområda og dei fem norske områda.

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

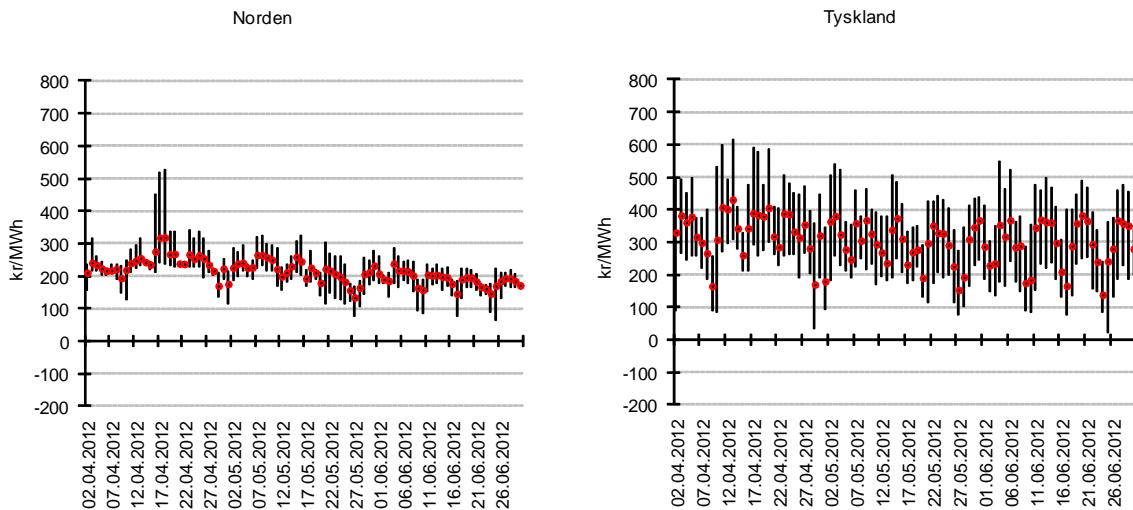
2. kvartal 2012		Lågast elspot-pris												
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
Høgest elspot-pris	NO1	15.0 %	2.0 %	7.6 %	3.2 %	1.7 %	1.7 %	1.5 %	1.5 %	0.5 %	1.8 %	1.3 %	10.5 %	
	NO2	0.0 %		2.0 %	7.6 %	3.2 %	1.7 %	1.7 %	1.5 %	1.5 %	0.5 %	1.8 %	1.3 %	9.9 %
	NO3	35.3 %	43.8 %		9.5 %	35.4 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	2.1 %	0.7 %	11.1 %
	NO4	31.2 %	39.7 %	0.0 %		39.7 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	1.8 %	0.7 %	10.9 %
	NO5	0.7 %	15.4 %	2.7 %	7.6 %		1.7 %	1.7 %	1.5 %	1.5 %	0.5 %	1.8 %	1.3 %	9.9 %
	SE1	35.3 %	43.8 %	2.1 %	11.1 %	43.8 %		0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	2.1 %	0.7 %	11.1 %
	SE2	35.3 %	43.8 %	2.1 %	0.0 %	1.7 %		0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	2.1 %	0.7 %	11.1 %
	SE3	35.3 %	2.1 %	8.7 %	16.7 %	43.8 %	6.7 %	6.8 %		0.0 %	0.0 %	2.1 %	0.7 %	12.5 %
	SE4	46.9 %	43.8 %	33.1 %	39.1 %	52.1 %	32.1 %	32.3 %	28.5 %		26.0 %	6.3 %	0.7 %	17.7 %
	Finland	53.6 %	62.1 %	34.6 %	39.3 %	62.1 %	33.7 %	33.7 %	27.8 %	23.7 %		20.7 %	18.8 %	20.1 %
Jylland	Jylland	64.7 %	67.9 %	55.9 %	60.1 %	67.9 %	55.4 %	55.4 %	51.7 %	51.7 %	45.7 %		4.7 %	23.7 %
	Sjælland	62.1 %	65.7 %	53.7 %	57.9 %	65.6 %	53.3 %	53.3 %	49.6 %	49.6 %	44.4 %	6.9 %		23.8 %
	EEX	89.4 %	89.9 %	88.8 %	89.0 %	89.9 %	88.7 %	88.7 %	87.3 %	81.8 %	79.8 %	75.8 %	75.6 %	

Den nordiske kraftproduksjonen er dominert av vasskraft. Produksjonen er billeg å regulere, og følgjer derfor i høg grad forbruket. Den tyske kraftprisen på EEX viser regelmessig stor variasjon gjennom døgnet. Den tyske kraftmarknaden baserer seg på termisk kraftproduksjon saman med vindkraftproduksjon. I eit slikt system varierer prisane meir over døgnet enn i den nordiske marknaden. Prisane er typisk høgare på dagtid når etterspurnaden er høg og lågare om natta når

etterspurnaden er låg. Prisforskjellane mellom dag og natt vert forsterka dersom det blåes 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 andre kvartal 2012. Vi ser at prisene varierer mykje meir over døgnet i den tyske marknaden enn den nordiske. Dei største prisvariasjonane i den nordiske marknaden er i midten av april. Desse døgna hadde Norden høge prisar i høglasttimene på dagtid, grunna kaldare vêr, låge tilsig, redusert overføringskapasitet på mange linjer og vedlikehald ved fleire av dei svenska kjernekraftverka. Resten av kvartalet skuldast prisvariasjonen i Norden stort sett uregulert kraftproduksjon.

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



1.7.2 Terminmarknaden – fallande prisar

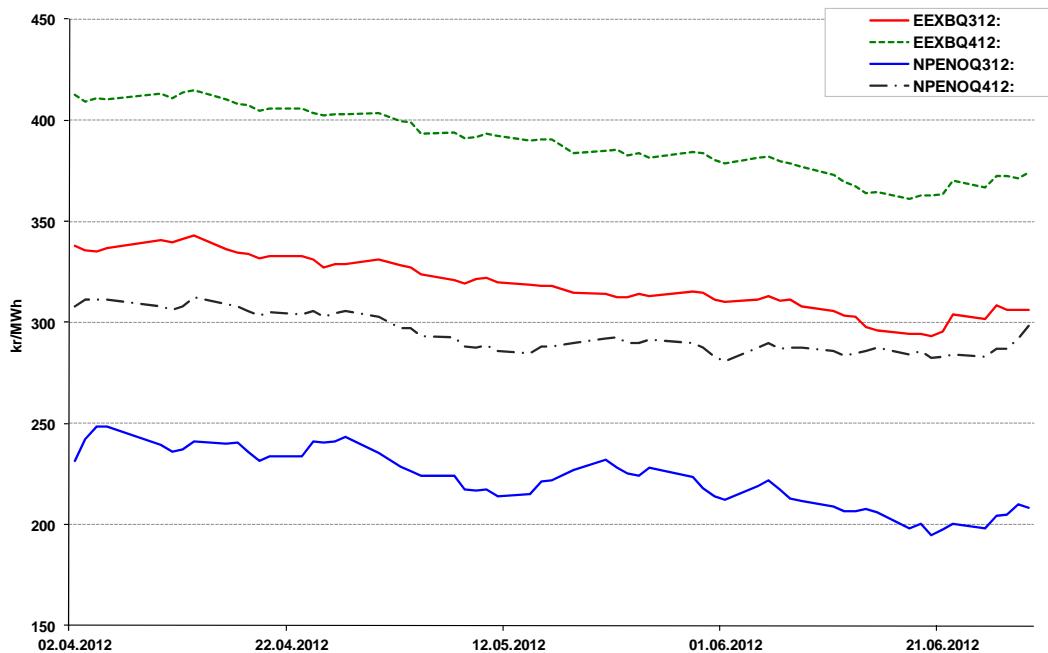
Den gode ressurstilgangen i starten av andre kvartal sorgja for eit lågt prisnivå for kontraktane nærmast på terminkurva. I midten av mai og i slutten av juni auka prisene noko, grunna varsler om tørrare vêr. Samstundes kom det stadig meir tilsig gjennom kvartalet, som følgje av sein snøsmelting. I siste halvdel av kvartalet falt derfor terminprisane til eit lågare nivå enn i starten av kvartalet.

Siste handelsdag i andre kvartal vart terminkontraktane med levering i tredje og fjerde kvartal 2012 handla for 208 og 298 kr/MWh ved den nordiske kraftbørsen Nasdaq OMX. Første handelsdag kosta dei to kontraktane derimot 231 og 308 kr/MWh. Det vil seie at tredjekvartalskontrakten hadde eit prisfall på 10 prosent i løpet av kvartalet, og fjerdekvartalskontrakten eit prisfall på 3 prosent.

Tredje- og fjerdekvartalskontrakten for 2012 ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange (EEX) hadde begge eit prisfall på 9 prosent ifrå starten til slutten av andre kvartal. Fallande brenselsprisar medverka til prisnedgangen. I slutten av juni var det ein periode med aukande prisar. Denne perioden samanfall med høgare prisar også i den nordiske marknaden.

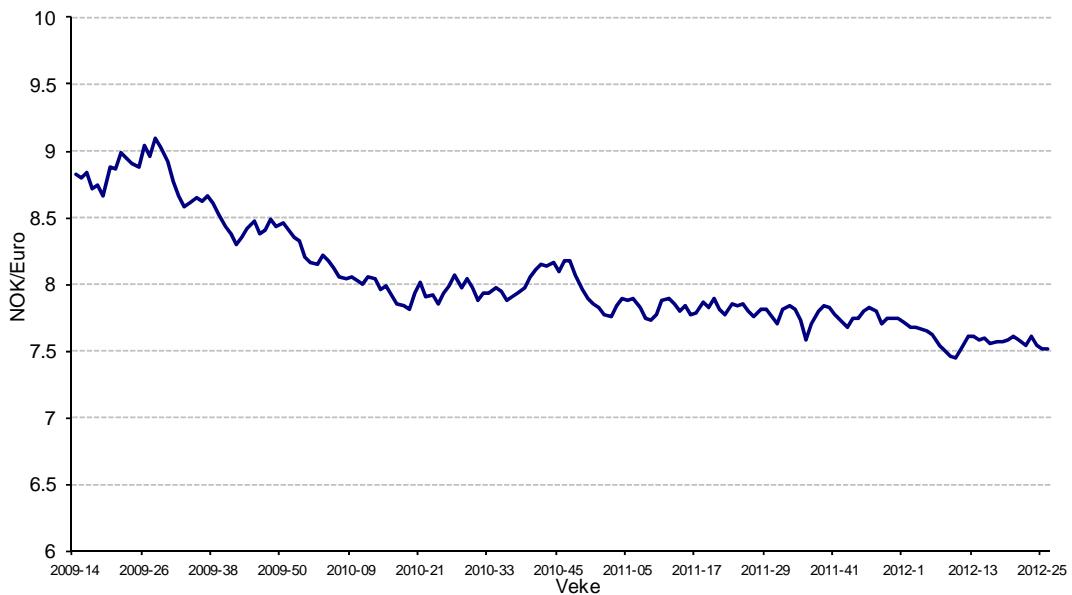
I figur 1.7.3 ser vi prisutviklinga for andre- og tredjekvartalskontraktane på Nasdaq OMX og EEX i andre kvartal. Dei nordiske kontraktane har hatt eit lågare prisnivå enn dei tyske heile kvartalet, noko som har samanheng med den gode hydrologiske balansen i det nordiske vasskraftsystemet.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalte finansielle kraftkontraktar i andre 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 verdiene i grafane positivt. Ein euro kosta i snitt 7,6 euro i første kvartal 2012. Det er det same som i første kvartal 2012. Figur 1.7.4. viser utviklinga i euroen sidan 2009 fram til og med andre kvartal 2012. Kursen holdt seg på same nivå gjennom kvartalet, medan terminprisane i Figur 1.7.3 falt. Valutakursen har derfor ikkje påverka utviklinga i terminkontraktane i norske kroner i andre 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 andre kvartal 2012. I siste veka i andre kvartal var systemprisen på Nord Pool 177 kr/MWh. Siste handelsdag i kvartalet låg terminprisane for sommaren rundt 200 kr/MWh, medan

prisane for hausten låg mellom 200 og 300 kr/MWh. Terminprisane for den komande vinteren låg same dagen mellom 260 og 320 kr/MWh.

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



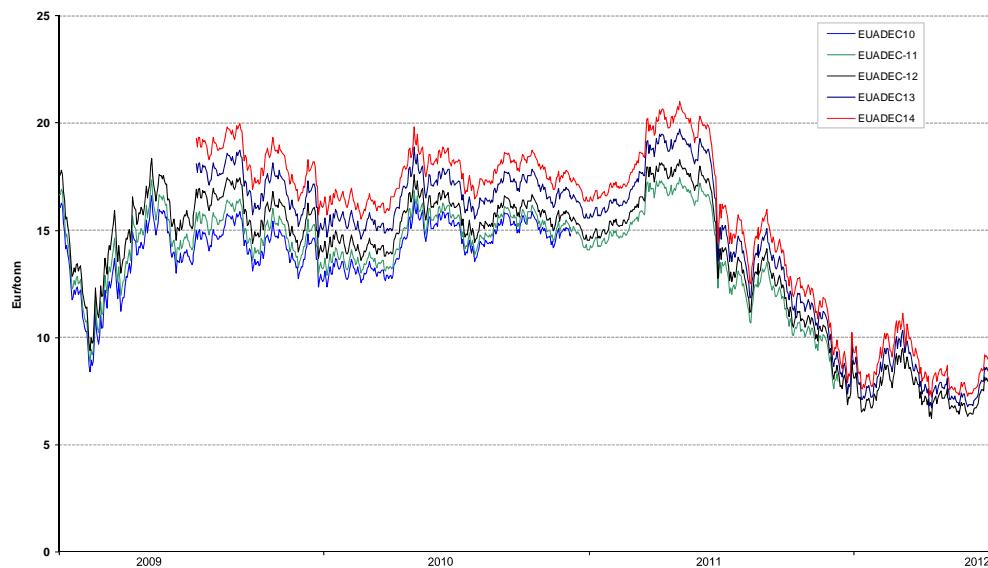
Prisen på CO₂ påverkar prisen på elektrisk kraft då utsleppsrettane er ein del av kostnadane i termisk kraftproduksjon. I andre kvartal kosta ein utsleppsrett for CO₂ i 2012 i gjennomsnitt 7,0 euro/tonn. Det er ein nedgang på 1,2 euro frå kvartalet før. Gjennomsnittsprisen for utsleppsrettar for 2013 og 2014 var 7,5 og 8,0 euro/tonn. Det er ein nedgang på 1,4 og 1,6 euro/tonn frå første kvartal. Sidan midten av 2011 har prisen på utsleppsrettane falle mykje. Uvisse rundt den økonomiske situasjonen i Europa har medverka til prisfallet.

Frå starten av første kvartal og fram til midten av februar auka prisen på kontraktane for CO₂ utslepp i 2012, 2013 og 2014. I denne perioden var det kaldt vær i Europa og høgare etterspørsel etter CO₂ 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 att, ettersom det vart gjeve signal om at EU ville einas om å redusere talet på kvotar tilgjengeleg for marknaden.

Kontrakten for 2012 vart handla for 8,3 euro/tonn i slutten av andre kvartal, og dei tilsvarande kontraktane for 2013 og 2014 for 8,8 og 9,4 euro/tonn. Dei tre kontraktane hadde dermed ein prisauke på høvesvis 31, 29 og 28 prosent i andre kvartal.

I februar 2009 var prisen på utsleppsrettar for CO₂ omkring 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 holdt seg meir eller mindre stabil ut året. Frå og med andre kvartal 2010 til andre kvartal 2011 holdt prisen på CO₂-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. Prisane på utsleppsrettar låg på same nivå i slutten av første kvartal.

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



Mot slutten av 2008 fall prisene på naturgass på dei tre største handelsplassane; National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland, betydeleg. Prisfallset 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 gasprisane 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 gasprisen rundt 190 øre/Sm3. Prisane holdt seg på dette nivået fram til starten av mai. Da vart prisane pressa noko opp før dei fall og enda på rundt 180 øre/Sm3 ved utgangen av kvartalet.

På NBP var gasprisen 187 øre/Sm3 første veka i 2012. Siste veka i andre kvartal hadde prisen gått ned til 179 øre/Sm3. Snitprisen for gass handla på NBP i første kvartal var 182 øre/Sm3. Det er 6 øre høgare enn snitprisen i første kvartal 2012.

Tar ein utgangspunkt i eit kraftverk i Storbritannia med ein nytteeffekt på 55 prosent, ville brenselskostnadane for gass handla på spotmarknaden (eksklusiv rørtariff innanlands) i andre kvartal vore i snitt 331 kr/MWh. Det er ein auke på 13 kr/MWh i forhold til første 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 andre 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



Kol falt i pris i løpet av andre kvartal 2012. I veke 14 vart kontrakten for det nærmaste kvartalet (Front Quarter) handla for 105,5 dollar/tonn. Siste veka i kvartalet var prisen 90,7 dollar/tonn. Snittprisen for kvartalet var 94,7 dollar/tonn, som er 9,3 dollar/tonn lågare enn i kvartalet før.

Med ein kolpris på 94,7 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 178,5 kr/MWh.

Figur 1.7.8 viser kolprisen frå 2007 og ut andre 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. God ressurssituasjon gjennom kvartalet bidrog til ein låg gjennomsnittleg pris på straum for hushaldskundar over heile landet i andre kvartal 2012. Prisen på straum levert på standardvariabelkontrakt² og prisen på straum levert på spotpriskontrakt³ var høvesvis 45 prosent og 47 prosent lågare enn i andre kvartal 2011.

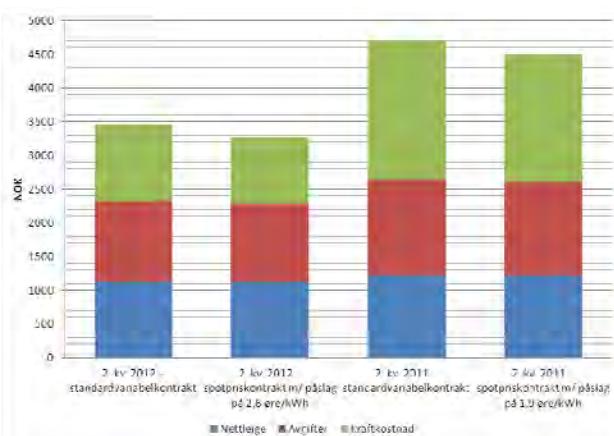
Dei samla utgiftene til elektrisk kraft (inkl. nettleige og avgiftar) for hushaldskundar i andre kvartal 2012 var òg låge. For ein representativ hushaldskunde med straum levert på spotpriskontrakt var straumkostnaden (inkl. nettleige og avgiftar) for heile kvartalet på 3263 NOK⁴. Samanlikna med same kvartal i tidlegare år, må ein tilbake til 2008 for å finne lågare straumkostnader for ein hushaldskunde med straum levert på *spotpriskontrakt*. Figur 1.8.1 viser skilnaden på totalkostnad mellom ein *standardvariabelkontrakt* og ein *spotpriskontrakt* for både andre kvartal 2012 og andre kvartal 2011.

For ein representativ hushaldskunde med straum levert på *standardvariabelkontrakt*, var straumkostnaden (inkl. nettleige og avgiftar) 3452 NOK i andre kvartal 2012. Det tilsvarar 189 kr meir enn for ein representativ

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

Prisar på kontraktar	2. kv. 2012 (øre/kWh)	Endring frå 1. kv. 2012 (øre/kWh)	Endring frå 2. kv. 2011 (øre/kWh)
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	28,0	-10,2	-25,2
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	27,9	-9,3	-25,1
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	29,9	-8,6	-23,1
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	23,4	-7,4	-19,3
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	29,9	-8,6	-23,1
Standardvariabelkontrakt	31,7	-7,2	-25,9
1-årig fastpriskontrakt	41,0	-3,2	-18,9
3-årig fastpriskontrakt	44,2	-2,1	-12,0

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



¹ Tabell 1.8.1 viser 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 Konurransetilsynets 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 har fritak frå mva. på strøm.

² Snitt av standardvariabelkontraktar tilbode i fleire enn 10 kommunar på heimesida til Konurransetilsynet

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

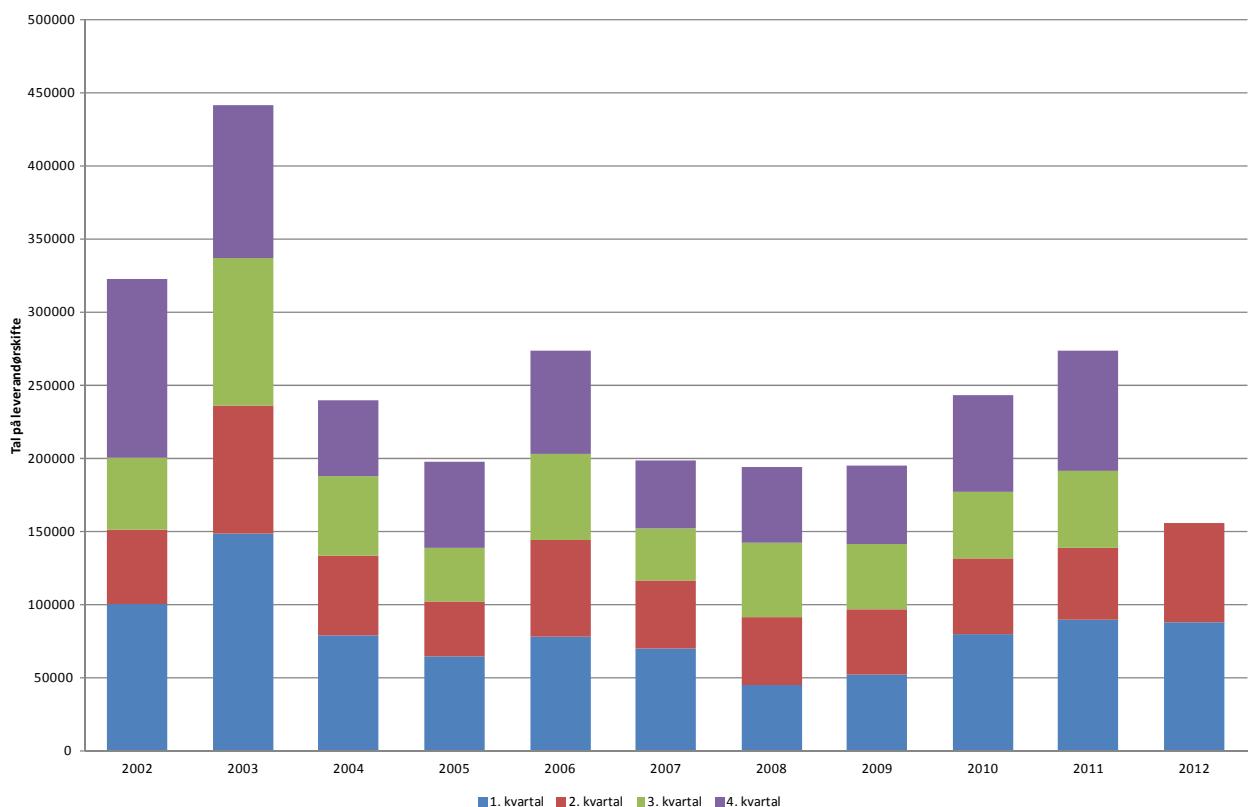
⁴ Berekninga legg til grunn straumprisen i elspotområde Aust-Noreg, eit forbruk på 20 000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg temperaturkorrigert forbruksprofil, og ein nettleige tilsvarende landsgjennomsnittet Ein oversikt over den historiske utviklinga i totalkostnadene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

hushaldskunde med straum levert på spotpriskontrakt.

Tema: Aktive hushaldskundar trass i låge straumprisar

Norske hushaldskundar bytta kraftleverandør 67 500 gonger i andre kvartal. Det er ein auke på 37 prosent frå tilsvarande kvartal i 2011. Sjølv om ein tidlegare år har sett at færre byter kraftleverandør når straumprisane er låge, har talet på leverandørskifte i andre kvartal 2012 haldt seg på et høgt nivå trass i at straumprisane har vore relativt låge for andre kvartal å vere. T. d. må ein tilbake til andre kvartal 2003 for å sjå høgare tal på leverandørbytar.

Figur 1.8.2 Tal på leverandørskifte i hushaldsmarknaden per år og kvartal. Kjelde: NVE



Figur 1.8.2 viser at det er normalt fleire som bytar kraftleverandør i årets normalt kaldaste kvartal, og slik er det også hittil i 2012. Trass i uvanleg mange leverandørskifte i andre kvartal 2012, var nedgangen frå første kvartal på 23 prosent. Normalt er nedgangen frå første kvartal til andre kvartal på om lag 30 prosent.¹

Ei undersøking av leverandørbytar blant hushaldskundar i England frå 2010² syner at om lag 10-20 prosent av hushaldskundane i England bytar leverandør minst ein gang i året, medan om lag 40-60 prosent av hushaldskundane aldri har byta leverandør. Sjølv om ein må vere varsam med å trekke paralleller mellom marknader i ulike land, er det sannsynlig at ein stor del av hushaldskundane i Noreg heller aldri har byta straumleverandør. Forklaringa på dette kan vere samansett. Å byte straumleverandør har t.d. ein tidskostnad for ein hushaldskunde fordi det tar tid å finne fram til ein betre avtale. Dette kan være ein av årsakene til at mange veljar å ikkje byte kraftleverandør.

For dei som faktisk bytar straumleverandør er truleg pris den dominerande årsaka til at hushaldskundar bytar straumleverandør. Av dei som bytar leverandør i England, peiker undersøkinga på at om lag 77

¹ Gjennomsnittleg nedgang frå første kvartal til andre kvartal dei siste ti åra (2001-2011).

² Ofgem, 2011, *The Retail Market Review – Findings and initial proposals*

prosent bytar til ny kraftleverandør grunna pris medan berre 7 prosent bytar leverandør grunna kundeservice.

Kraftprisoversikten til Konkurransetilsynet skal gjere det enklare for forbrukarar å vurdere om det lønar seg å bytte leverandør eller avtale. Ein studie Econ Pöyry gjennomførde for NVE i 2011¹ viser derimot at 77 prosent av hushaldskundane med straum levert på spotpriskontrakt i Noreg ikkje har straumavtaler som er tilgjengeleg på heimesida til Konkurransetilsynet. I tillegg peikar undersøkinga på at hushaldskundane som har ein straumavtale som ikkje er tilgjengeleg på kraftprisoversikten til Konkurransetilsynet betaler i gjennomsnitt 3,3 øre/kWh meir for straumen. Basert på eit forbruk på 20 000 kWh per år vil dette vere ein årleg meirkostnad på 660 kr. Det kan vere fleire grunnar til at mange hushaldskundar ikkje vel å vere på kontraktar som er tilgjengelege på Konkurransetilsynets heimeside. Ein årsak kan vere at kraftprisoversikten til Konkurransetilsynet ikkje er tilstrekkeleg kjend blant norske hushaldskundar. Ein anna årsak kan vere at mange kraftleverandørar fremjar spotprisavtalar som ikkje er tilgjengelege på heimesida til Konkurransetilsynet sidan det er mindre konkurranse blant desse produkta.

Av dei kundane som ikkje har kontraktar som er på kraftprisoversikten til Konkurransetilsynet, har dei fleste spotprisavtalar kor leverandøren nyttar ein veid månadleg gjennomsnittspris. Den månadlege prisen er då veid ved å nytta ein berekna forbruksprofil i løpet av døgnet. Leverandøren antek at forbruket har vore større i dei periodane av døgnet kor det samla forbruket i nettområdet totalt har vore størst. Dette vil til vanleg vere dei timane med høgast pris slik at vekta avtaler difor vil ha noko høgare gjennomsnittspris enn dei som ikkje er vekta med forbruket i løpet av døgnet.

Det kan difor vere pengar å spare på å sjekke kraftprisoversikten til Konkurransetilsynet, og byte kraftleverandør eller avtale, uavhengig av om elspotprisen på straum er høg eller låg. Aktive straumkundar bidrar såleis til ein meir effektiv kraftmarknad.

¹ Econ Pöyry, 2011, *Analyse av priser og vilkår fra kraftleverandører i sluttbrukermarkedet*

1.8.2 Næringsmarknaden

Prisar og kontraktar

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

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

Tabell 1.8.2 syner ein oversikt over kontraktval blant næringskundar. I første kvartal 2012 viser tabellen at dei fleste næringskundane innanfor tenesteytande næringar (89,1 prosent) og industri (84 prosent) får straum levert på spotpriskontrakt. Det er høvesvis 28,2 prosentpoeng og 23,1 prosentpoeng fleire samanlikna med hushaldskundar¹.

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

Tenesteytande næringar	2. kvartal 2012	1. kvartal 2012	Endring frå 1. kvartal 2012	Endring frå 2. kvartal 2011
Nye fastpriskontraktar	...	37,2
Eldre fastpriskontraktar	...	38,8
Spotpriskontrakt	...	32,1
Variabelpriskontraktar	...	33,8
Industri utanom kraftkrevjande industri	2. kvartal 2012	1. kvartal 2012	Endring frå 1. kvartal 2012	Endring frå 2. kvartal 2011
Nye fastpriskontraktar	...	35,9
Eldre fastpriskontraktar	...	35,7
Spotpriskontrakt	...	31,0
Variabelpriskontraktar	...	37,0
Kraftkrevjande industri	2. kvartal 2012	1. kvartal 2012	Endring frå 1. kvartal 2012	Endring frå 2. kvartal 2011
Fastpriskontraktar og ikkje marknadsbestemte prisar	...	28,6
Spotpriskontrakt	...	30,1

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

Tenesteytande næringskundar	2. Kv. 2012	1. Kv. 2012	2. Kv. 2011
Fastpriskontraktar	...	6,3	6,6
Kontraktar tilknyttet elspotprisen	...	89,1	65,6
Variabelpriskontraktar	...	4,6	27,8
Industrikundar bortsett frå kraftkrevjande industri	2. Kv. 2012	1. Kv. 2012	2. Kv. 2011
Fastpriskontraktar	...	12,3	71,9
Kontraktar tilknyttet elspotprisen	...	84	21,2
Variabelpriskontraktar	...	3,7	6,9
Kraftkrevjande industri	2. Kv. 2012	1. Kv. 2012	2. Kv. 2011
Fastpriskontraktar og ikke marknadsbestemte prisar	...	95,1	...
Kontraktar tilknyttet elspotprisen	...	4,9	...

¹ Ei oversikt over kontraktval i hushaldsmarknaden kan ein finne i tabell 3.7 i vedlegget

Tema: 3,7 prosent av næringskundane på leveringsplikt

I andre kvartal 2012 var det om lag 12 600 næringskundar i Noreg på leveringsplikt. Det tilsvarar om lag 3,7 prosent av næringskundane i Noreg. Til samanlikning er 2,6 prosent av hushaldskundane i Noreg på leveringsplikt¹.

Nettselskapet er pålagd såkalla leveringsplikt for å sikre at kundane ikkje skal miste straumen ved flytting, når straumselskapet ikkje lenger kan levestraum, (t. d. ved konkurs), eller når kunden ikkje betalar straumrekninga og straumleverandøren av den grunn avsluttar leveransen. Leveringsplikta gjeld både for hushaldskundar og næringskundar, og i slike situasjonar får kunden automatisk – som følgje av leveringsplikta – straum frå nettselskapet i området der kunden held til.

Leveringsplikt er meint å vera ei førebels ordning og skal difor vere dyrare enn om den same straumen vert kjøpt frå ein straumleverandør. Prisen for kundar på leveringsplikt er regulert dei første seks vekene, og i denne tida skal kunden betale spotprisen i elspotområdet han tilhøyrer, pluss eit påslag på maksimalt 5 øre/kWh ekskl. mva. På bakgrunn av tal frå SSB har NVE berekna det gjennomsnittlege påslaget² tenesteytande næringskundar og industri betalte i første kvartal 2012. Påslaget var på høvesvis 3,6 øre/kWh (ekskl. mva) og 2,5 øre/kWh (ekskl. mva). Det vil difor vere lønsamt for næringskunden å inngå avtale med ein ordinær straumleverandør.

Etter dei seks første vekene kan nettselskapet sette ein høgare pris for at kunden skal få eit insentiv til å velje ein straumleverandør. NVE si leverandørskifteundersøking syner at gjennomsnittleg påslag mellom dei 44 største nettselskapet i Noreg aukar til 10 øre/kWh (ekskl. mva) etter dei første seks vekene. Men prisen varierar frå nettselskap til nettselskap med den høgaste prisen på 20 øre/kWh og den lågaste prisen på 3 øre/kWh. Det er viktig å presisera at inntekta til nettselskapet frå leveransar av leveringspliktig straum inngår i den regulerte inntektsramma til eit nettselskap. Det vil si at ein høg inntekt frå straum på leveringsplikt betyr at nettselskapet kan tene mindre på andre deler av virkeområda sine.

Dei siste 12 månadane var forbruket til næringskundar på leveringsplikt gjennomsnittleg 44 GWh per månad i dei 44 største nettområda i Noreg. Det tilsvarar om lag 3500 kWh per næringskunde per månad. Til samanlikning var forbruket per hushaldskunde på leveringsplikt 1300 kWh per månad. Dersom ein antek at næringskundane betalar om lag 2,5 øre/kWh meir for straumen på leveringsplikt enn om den vert kjøpt frå ein ordinær straumleverandør, vil desse til saman ha ein meirkostnad på 1,1 millionar kr per månad.

Talet på næringskundar som har vore på leveringsplikt i under seks veker har halde seg jamt dei siste 18 månadane, medan talet på næringskundar som har vore på leveringsplikt i over seks veker har auka med om lag 2600 frå juni 2011 til juni 2012. Det tilsvarar ein auke på 35 prosent.

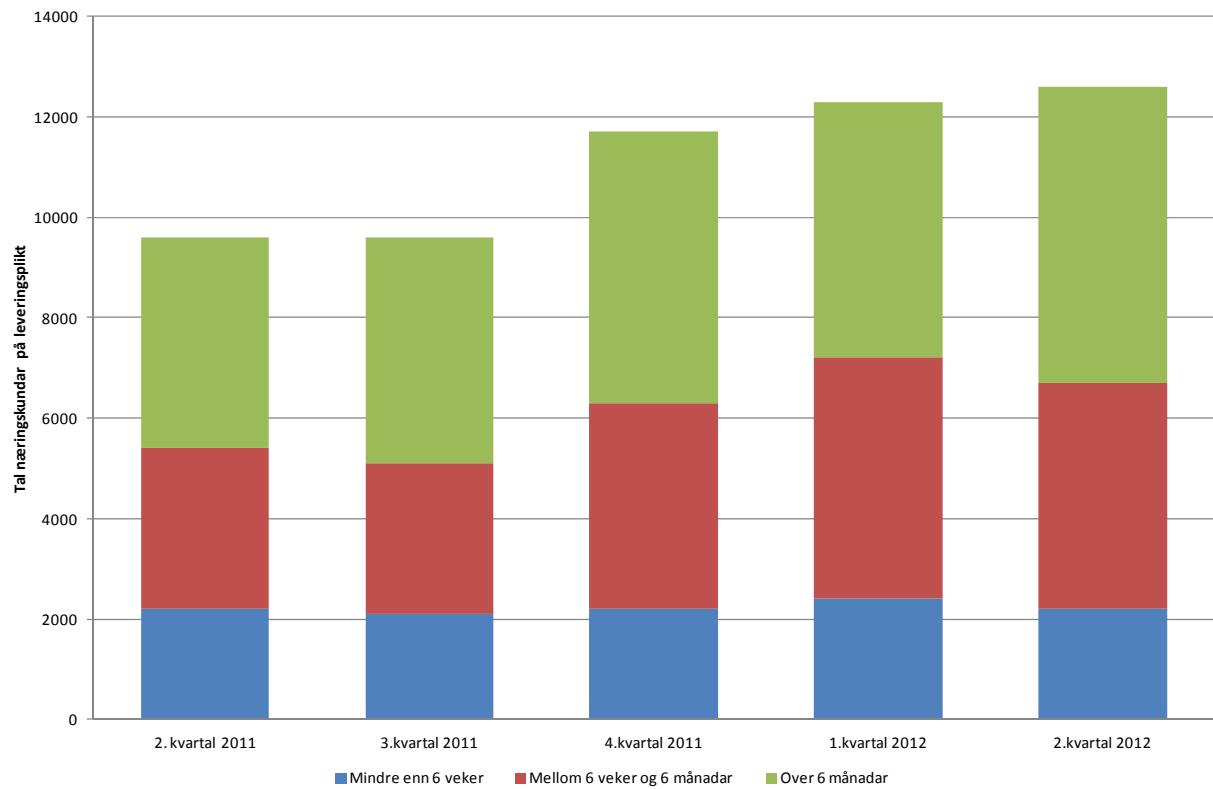
Tabell 1.8.4 Del av næringskundar på leveringsplikt ved utgangen av dei fem siste kvartala. Kjelde: NVE

Næringskundar	Del av kundar (abonnentar)	Del av forbruk (volum)
2. kvartal 2011	2,8 prosent	0,8 prosent
3.kvartal 2011	2,9 prosent	0,8 prosent
4.kvartal 2011	3,6 prosent	1,1 prosent
1.kvartal 2012	3,7 prosent	1,1 prosent
2.kvartal 2012	3,7 prosent	1,6 prosent

¹ Talet på delen av hushaldskundar på leveringsplikt kan ein finne i tabell 3.6 i vedlegget.

² For å berekna påslaget har NVE nytta gjennomsnittleg pris frå SSB for tenesteytande næringer og industri utanom kraftkrevjande industri, og deretter trekke ifrå elspotprisen i Aust-Noreg.

Figur 1.8.3 Tal på næringskundar på leveringsplikt sortert etter kor lenge dei var på leveringsplikt ved utgangen av dei fem siste kvartala. Kjelde: NVE



I ein rapport av Econ Pöyry frå 2010¹ fann ein gjennom intervjuar med nettselskap fleire moglege grunnar til at sluttbrukarar vart verande på leveringsplikt over lang tid. Manglande betalingsevne kan vere ein årsak til at mange vert verande på leveringsplikt over lengre tid, sidan dei ikkje kan skaffe seg en ordinær leverandør.

Ein anna årsak kan vere at nokon sluttbrukarar manglar kjennskap til kraftmarknaden, og korleis marknaden fungerar. Alle nettselskap er pålagd å sende ut eit skriftleg brev med informasjon om at kunden er på leveringsplikt, og korleis kunden kan finne ein kraftleverandør². Trass i at nettselskapet er pålagd å sende ut informasjon, er det sannsynlig at ein del av desse næringskundane likevel ikkje er klar over at dei er på leveringsplikt. Ein årsak kan vere at mange nettselskap sendar brev om at næringskunden er på leveringsplikt saman med rekninga. Ettersom ein del næringskundar set ut tenesta med å betale rekningane til andre bedrifter eller har eigene avdelingar som behandler rekningane, kan det ende med at informasjon om at næringskunden er på leveringsplikt ikkje når frem til rette vedkomande i bedrifta som er på leveringsplikt.

¹ Econ Pöyry, 2010, *Rapport 2010-05: Evaluering av dagens ordning med leveringsplikt og vurdering av alternative modeller*

² FOR 1999-03-11 nr 301: Forskrift om måling, avgrenging og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av nettjenester §8-1 sjette ledd om informasjonsplikta ved leveringsplikt.

2 Viktige utviklingstrekk ved fremtidens kraftsystem

Av: Ellen Skaansar, Seksjon for analyse

Hvilke egenskaper bør kraftsystemet ha for å møte fremtidens utfordringer? Hvilke rammer, nasjonalt og internasjonalt, vil påvirke utviklingen av kraftsystemet og hvilke avveiinger står den norske energipolitikken overfor i fremtiden? Dette er noen av spørsmålene som NOU 9:2012 Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø forsøker å besvare.

Energiutvalget var bedt om å se på utviklingen mot 2030 og 2050. Det fremtidige energisystemet vil bli formet i et samspill mellom ressurstilgang, etterspørselsutvikling, politiske beslutninger i Norge, internasjonale rammer og teknologisk utvikling. Selv om fremtiden er usikker, er det noen utviklingstrekk som utvalget fant sannsynlige. For disse er den største usikkerheten knyttet til hvor raskt endringene vil komme, og hvor omfattende de vil bli.

Denne artikkelen vil gjennomgå de viktigste utviklingstrekkene for kraftsystemet som utvalget la til grunn i sin analyse. I likhet med utredningen starter artikkelen med en oversikt over egenskaper ved dagens kraftsystem som bakteppe for drøftingen av utviklingstrekkene.

2.1 Norge – annerledeslandet

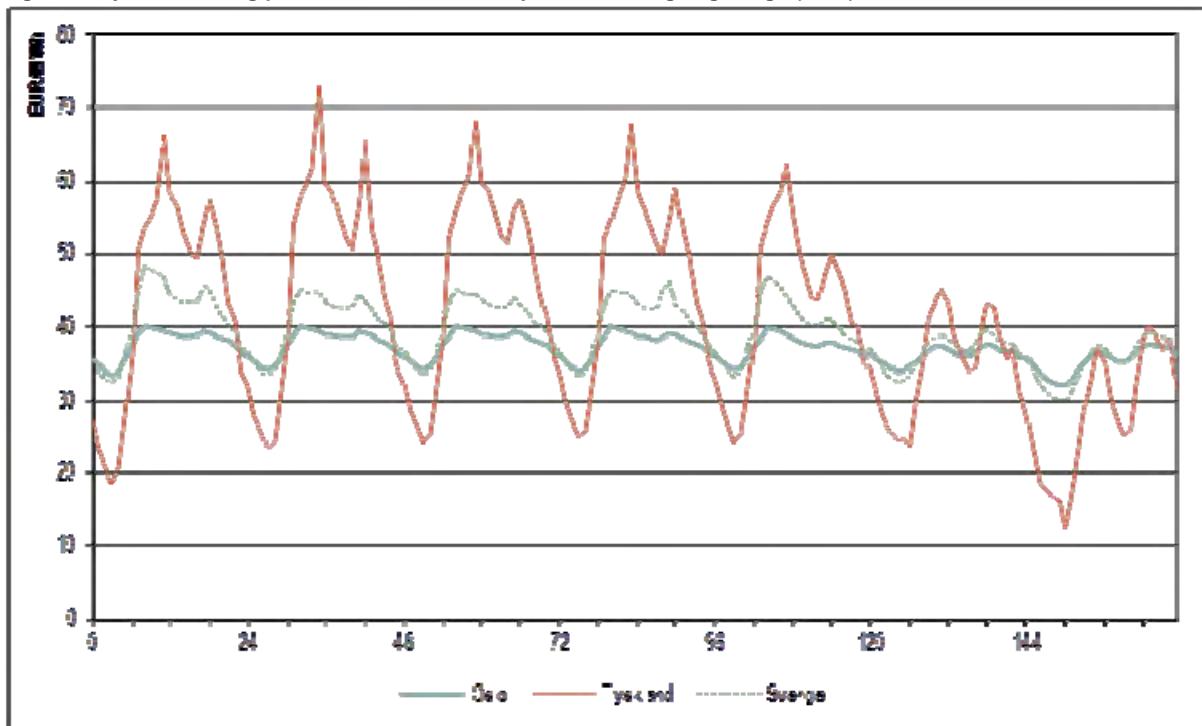
Norges kraftproduksjon er dominert av vannkraft. Vannkraftsystemet har en midlere årsproduksjon på 130 TWh og en samlet effektkapasitet på 30 172 MW. 800 ulike magasiner gjør det mulig å lagre vann tilsvarende 85 TWh, noe som om lag tilsvarer årsforbruket i alminnelig forsyning. Stor magasinkapasitet og høy installert effekt gjør det norske kraftsystemet fleksibelt og unikt i internasjonal sammenheng. Det er lave kostnader knyttet til opp- og nedregulering av vannkraften som gjør det mulig å ha en produksjonsprofil som er tilpasset forbruket både over døgn og over sesonger.

Norske magasiner er svært forskjellige. Vi har magasiner som kun kan lagre dags- og uketilsig, mens noen (få) magasiner rommer flere års normaltilsig. Dette kan føre til situasjoner hvor produsenter er tvungne til å produsere kraft for å unngå spill av vann, samtidig som det er mangel på vann i andre områder.

Tilsiget til norske vannmagasiner kan variere mye fra ett år til et annet. I perioden 1990-2011 har det faktiske tilsiget variert med 60 TWh. I år med mye nedbør vil prisen være relativt lav fordi produsenten alternativt må la vann gå til spille. I slike situasjoner har vann til kraftproduksjon lav alternativ verdi. I tørre år er situasjonen motsatt, vann til kraftproduksjon har høy verdi. Dette betyr at prisnivået kan variere mye mellom år og sesonger som følge av variasjoner i tilsiget, men sammenliknet med eksempelvis Tyskland, har Norge liten variasjon i priser gjennom døgnet og innenfor sesongene.

For termisk produksjonskapasitet vil opp- og nedregulering ta lengre tid enn i vannkraftsystemet samtidig som lavere kapasitetsutnyttelse gir dårligere virkningsgrad, noe som trekker kostnadene ved regulering opp. En produsent vil derfor kreve større prisendringer for å justere produksjonen, og dette bidrar til en større prisvariasjon mellom høylast- og lavlast timer. Figuren nedenfor illustrerer prisstrukturen i en gjennomsnittsuke mellom Norge, Sverige og Tyskland. Denne prisstrukturen er opphav til et handelsmønster mellom Norden og Tyskland, hvor Norden eksporterer på dagtid og importerer på natten og delvis i helgene. For at Norge og Norden skulle ha full eksport gjennom døgnet og uken måtte prisene være lavere enn de tyske også på natten (og i helgen).

Figur 2.1 Gjennomsnittlig prismønster over uken, Tyskland, Sverige og Norge (Oslo), 2002-2011 €/MWh



I tillegg til å ha et nesten 100 prosent fornybart kraftsystem har Norge rikelig tilgang på fornybare energiressurser. Det tekniske potensialet for vindkraft er anslått til 15 000 TWh, mens dagens produksjon av vindkraft er i underkant av 1 TWh. I dag utnytter Norge kun 5 prosent av tekniske potensialet av bioressurser fra skog, og det er et betydelig potensial for økt vannkraftutbygging. Denne ressursrikdommen og god tilgang på areal gjør det mulig å øke den fornybare produksjonen til relativt moderate priser sammenliknet med andre land.

Med dette som utgangspunkt møter Norge et Europa hvor kravet om å avkarbonisere kraftproduksjonen er økende. I motsetning til land med stort innslag av termisk kraft har vi lite kraftproduksjon å fase ut og ny fornybar kraftproduksjon kommer derfor i tillegg til og ikke i stedet for eksisterende produksjon.

2.2 Overordnede utviklingstrekk for kraftsystemet

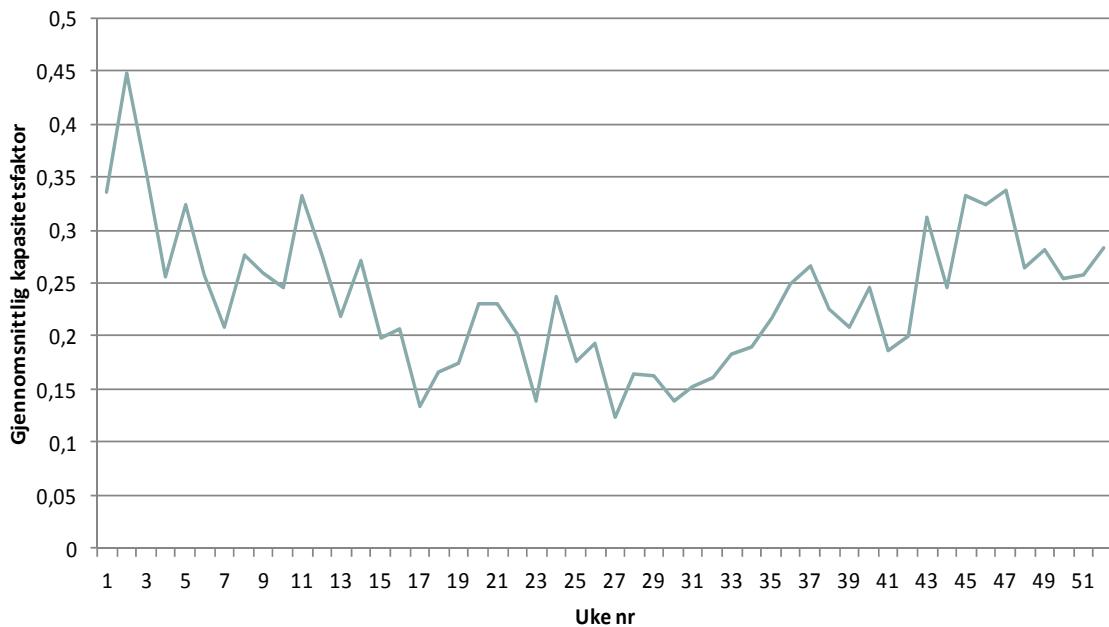
Nedenfor vil noen av de utviklingstrekkene utvalget mente var sannsynlige og av vesentlig betydning for utviklingen av kraftsystemet bli presentert. Styrken på utviklingen er vanskelig og anslå og utviklingsretningen ble derfor vurdert som viktigst.

Økt andel uregulerbar kraftproduksjon

Økt andel fornybar kraftproduksjon uten særlig reguleringsevne betyr at en større andel av kraftproduksjonen i fremtiden vil variere med værforholdene. Mer uregulerbar kraftproduksjon trekker i retning av mer variasjon i kraftprisene.

Siden vindkraft ikke kan reguleres opp i perioder med lite vind og høyt forbruk, vil høyere vindkraftproduksjon øke behovet for fleksibilitet i andre deler av systemet. Vindkraften har en sesongprofil som er gunstig for Norge; det blåser noe mer i vinterhalvåret enn om sommeren. Den uregulerte vannkraften har samme profil som tilsiget til magasinene, som er høyeste om sommeren.

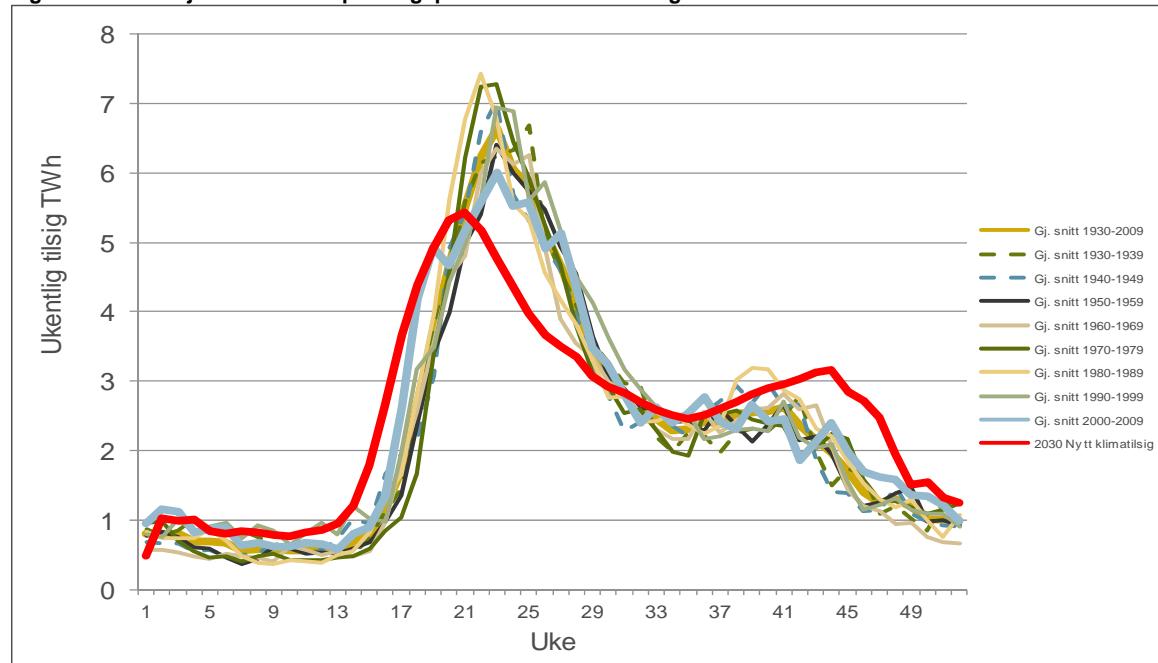
Figur 2.2 Produksjonsprofil for vindkraft over året, ukesoppløsning



Klimaendringer påvirker kraftsystemet

Man forventer at tilsiget vil øke som en følge av mer nedbør i fremtiden. I tillegg forventes det at høyere temperaturer vil føre til økt vintertilsig. Når mer av nedbøren om vinteren kommer som regn får snøsmeltingen mindre relativ betydning for tilsiget til norske kraftstasjoner, og at tilsiget blir jevnere fordelt over året. Dette vil kunne gi mindre flomtap og bedre muligheter for å utnytte tilsigene mer effektivt. Isolert sett fører dette til et mindre lagringsbehov av vann fra sommer til vinter. Mer intens nedbør kan på den annen side gjøre det vanskeligere å utnytte tilsigene godt.

Figur 2.3 Illustrasjon av effekten på tilsigsprofilen av klimaendringer

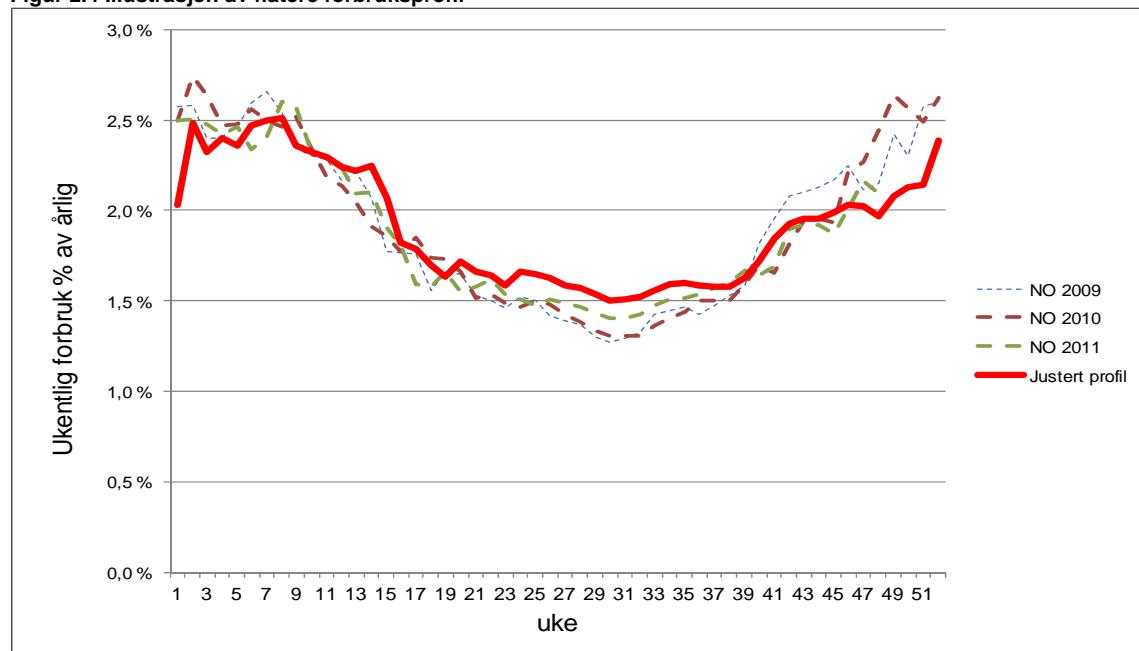


Klimaendringer som gir høyere temperaturer vil også påvirke etterspørselen av kraft. Et eksempel på dette er at mildere vintre vil føre til et redusert oppvarmingsbehov. Dette trekker i retning av at vi i fremtiden vil få en flatere forbruksprofil over året. Andre faktorer som trekker i samme retning er:

- Energieffektivisering innen oppvarming av bygg og omlegging til andre oppvarmingskilder enn elektrisitet som reduserer vinterforbruket.
- Økt elektrisitetsforbruk til petroleumssektoren, på land og offshore, som har en jevn uttaksprofil
- Økt forbruk i kraftintensiv industri

En flatere forbruksprofil gir mer sammenfall mellom forbruk og tilsig og isolert sett mindre lagringsbehov.

Figur 2.4 Illustrasjon av flatere forbruksprofil



Økt fokus på forsyningssikkerhet

Norge bruker elektrisitet til oppvarming i større grad enn våre naboland. En av årsakene til dette er historisk rikelig tilgang på elektrisitet til lave priser. Utviklingen går i retning av mer energieffektive boliger, og krav om at andre energikilder enn direkte bruk av elektrisitet skal dekke oppvarmingsbehovet. Når andelen strøm til oppvarming reduseres vil andelen elspesifikt forbruk med høy betalingsvillighet (økte avsavnsverdier) øke i norske husholdninger og i næringsbygg. Dette bidrar til å redusere fleksibiliteten i kraftforbruket.

Klimapolitikken vil føre til elektrifisering av nye områder; samferdsel og petroleumssektoren er eksempler på dette. Dette er forbruk som vil være lite fleksibelt og typisk ha høy betalingsvilje.

Med større andel elspesifikt forbruk vil sårbarheten for avbrudd øke. Når dette er forbruk med høy betalingsvilje vil også kostnadene ved avbrudd øke.

Forventet kraftoverskudd i Norge og Sverige de nærmeste årene

Ifølge Energiutvalget er det mange forhold som taler for at Norge og Sverige de nærmeste 10-20 årene vil ha et kraftoverskudd og derigjennom lavere kraftpriser enn Kontinentet. Innføring av grønne sertifikater som et verktøy for å nå kravene i Fornybardirektivet gir økt produksjon i Sverige og Norge. I tillegg bygger Finland ut kjernekraft og Sverige utvider kapasiteten ved sine verk. Siden Sverige på lik linje med Norge har lite fossil kraft å fase ut kommer den nye tilgangen som et tillegg til eksisterende produksjon.

Dette skjer samtidig som forbruksveksten i eksisterende forbrukssektorer forventes å bli svært moderat. Både Sverige og Norge har hatt en utflating av forbruket av elektrisitet, og fokus på energieffektivisering forventes ikke å avta i perioden mot 2020.

Et sterkere innenlandsk nett og økt integrasjon

En styrking av det innenlandske nettet er nødvendig for å realisere flere mål i energipolitikken. Økende krav til forsyningssikkerhet, utbygging av fornybar kraft, tilrettelegging for elektrifisering og for verdiskaping i andre næringer er faktorer øker behovet for overføringskapasitet. Motstanden mot nye kraftlinjer blir neppe mindre men utvalget legger til grunn at sentralnettet vil bli betydelig styrket i årene fremover.

Klimapolitikken vil føre til økt behov for fleksibilitet og handel i Europa. Utfasing av tradisjonell fossil kraftproduksjon fjerner den største og billigste kilden til fleksibilitet. En økende andel uregulerbar kraft vil øke behovet for nettkapasitet for å jevne ut lokale svingninger og bidra til å utnytte Europas samlede fleksibilitet bedre.

Det norske kraftsystemet vil trolig bli enda sterkere knyttet mot de andre nordiske landene. Endringer i disse landenes kraftbalanse og i antall utenlandsforbindelser til land utenfor Norden vil påvirke norsk forsyningssikkerhet og norske kraftpriser.

2.3 Aksept for naturinngrep gir muligheter for vekst

Med store energiressurser og store arealer tilgjengelig kan man argumentere for at det blir relativt rimelig å utvide norsk fornybar kraftproduksjon sammenliknet med andre land. Men selv med gode naturgitte forutsetninger for ny produksjon må det finnes etterspørsel som er villig til å betale hva det koster å bygge ut. Selv om kravet til lønnsomhet er oppfylt vil det i tillegg kreve aksept for de naturinngrep som produksjon og nettforsterkninger førårsaker.

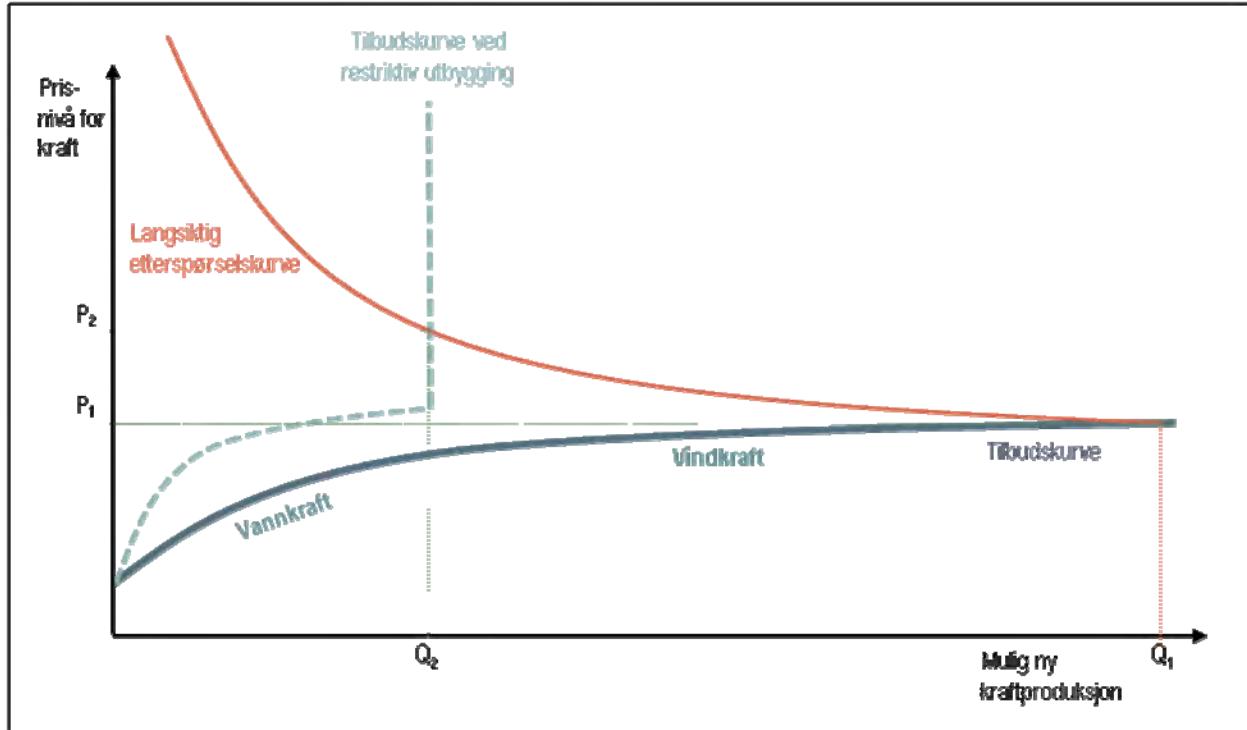
Denne avveiingen er illustrert i Figur 2.5. Langs den vertikale aksen måles prisen for kraft, mens den horisontale aksen viser volum av ny produksjon og nytt forbruk. Den blå heltrukne linjen viser kostnadene for utbygging av ny kraftproduksjon.

Kostnadskurven starter ganske lavt fordi det finnes en del rimelige vannkraftprosjekter som kan realiseres. Kurven har deretter et relativt stort flatt parti som representerer økt vindkraftproduksjon. Potensialet for vindkraft er svært stort og kostnadene varierer ikke så mye.

Etterspørselskurven representerer nytt forbruk. Det er rimelig å anta at en del nytt forbruk vil være villig til å betale en relativ høy pris for kraft, eksempelvis forbruk i samferdsel og ved petroleumsinstallasjoner. Et betydelig volum kan også eksporteres mens ny og økt aktivitet i kraftintensiv industri kan være potensielle avtakere av ny kraftproduksjon. Slik figuren er tegnet er det lønnsomt å bygge ut ny produksjon Q1 til en pris P1 og representerer et kraftsystem hvor både i tilgang og bruk av elektrisitet er vesentlig høyere enn i dag.

Med en mer restriktiv holdning til ny kraftproduksjon og nye nettinvesteringer vil færre prosjekter bli godkjent og tilbudskurven blir brattere. En slik holdning ligger bak formen på den stiplete kurven i figuren. Punktet Q₂ representer det volumet av ny produksjon man er villig til å bygge ut med en restriktiv holdning. Resultatet blir en høyere kraftpris og etterspørsel med relativt lav betalingsvilje vil dermed bli presset ut.

Figur 2.5 Sammenheng mellom tillatt ny kraftproduksjon, etterspørsel og pris



For å eksportere kraft må norske priser være lavere enn i mottakerlandet, jamfør beskrivelsen til figur 2.5. Ved utbygging av mer fornybar kraft uten å øke overføringskapasiteten må prisene reduseres for at denne produksjonsøkningen skal eksporteres. Årsaken til dette er at kabelen må benyttes til eksport i flere timer hvor prisene i utgangspunktet var lavere i mottakerlandet. Lavere priser reduserer lønnsomheten av nyinvesteringer. For å øke eksportvolumet i særlig grad er det derfor nødvendig å øke produksjon og overføringskapasitet parallelt. Utvalget la til grunn at en moderat økning i antall utenlandskabler vil være fornuftig. Kablene vil fungere som tørrårsikring i år med lite tilsig og som en avtager av produksjon i ressursrike år.

2.4 Oppsummering

Med utgangspunkt i Norges eksisterende kraftsystem og beholdningen av ubenyttede energiressurser viser Energiutredningen at Norge som energinasjon har mange valg. Ved å utnytte flere av de fornybare ressursene til kraftproduksjon kan dette bane vei for økt aktivitet og verdiskaping i mange næringer i store deler av landet.

Fremtiden er usikker, men ifølge Energiutvalget synes retningen på en del utviklingstrekk sannsynlig,

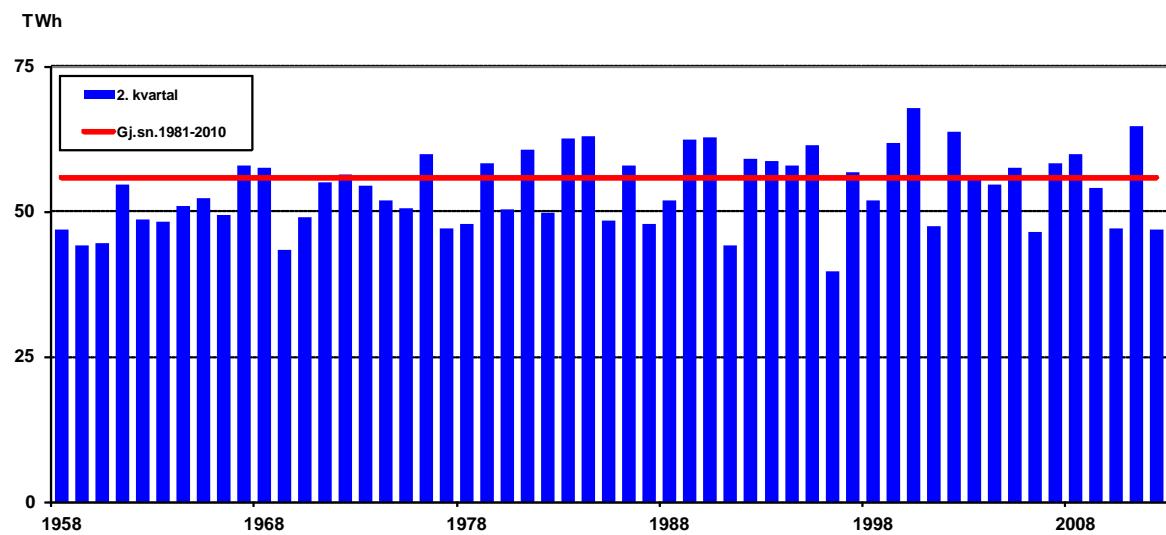
- ✓ Vi vil få mer uregulerbar produksjon som vil gi opphav til mer variable priser og gi et økt behov for nett, handel og ny fleksibilitet.
- ✓ Både klimaendringer og regulering av bygningsmassen vil bidra til bedre samsvar mellom forbruk og tilgang av vann. Dette bidrar til å redusere behovet for lagring i magasinene.

- ✓ Dagens politikk med grønne sertifikater er en viktig årsak til at det er svært sannsynlig at Norge og Sverige vil ha et kraftoverskudd de nærmeste 10-20 årene.
- ✓ Økt elektrifisering og økt andel elspesifikt forbruk gjør at Norge blir mer sårbar for avbrudd. Dette vil gi økt fokus på forsyningssikkerhet.

Gjennom drøfting av disse utviklingstrekkene, argumenterer Energiutredningen for at Norge (og Norden) vil ha et lavere prisnivå på kraft enn Kontinentet de nærmeste 10-20 årene. Utredningen viser videre at en storstilt eksport av kraft vil kreve store investeringer i nye utenlandsforbindelser eller svært lave norske priser. Svært lave priser vil igjen gjøre nyinvesteringer mindre lønnsomt. En balansert utvikling av det norske kraftsystemet hvor produksjon og forbruk endres i takt er derfor å foretrekke.

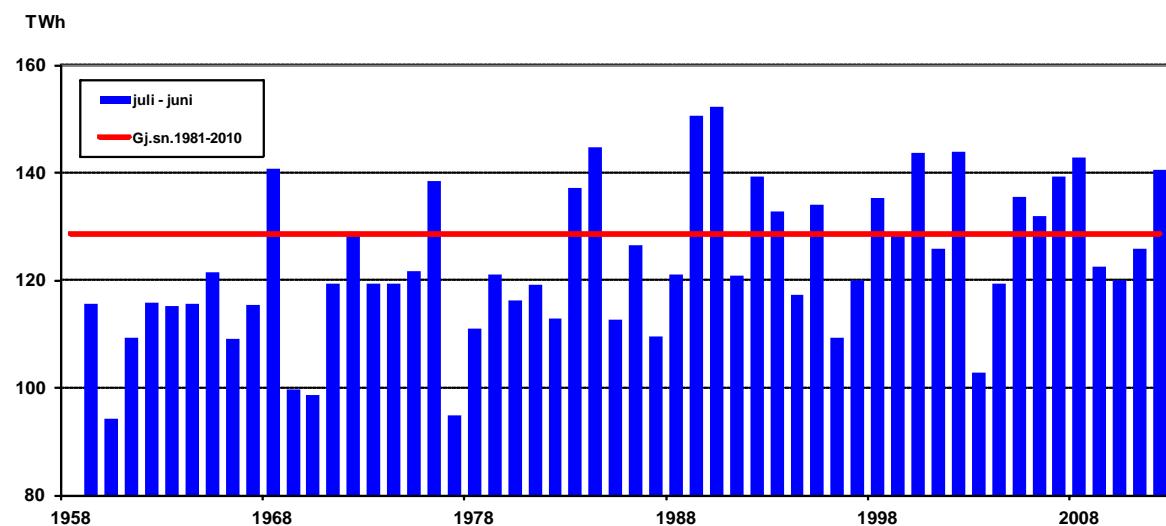
3 Vedlegg

Figur 3.1 Tilsig i Noreg i 2. kvartal 1958 - 2012. Kjelde: NVE og Nord Pool.

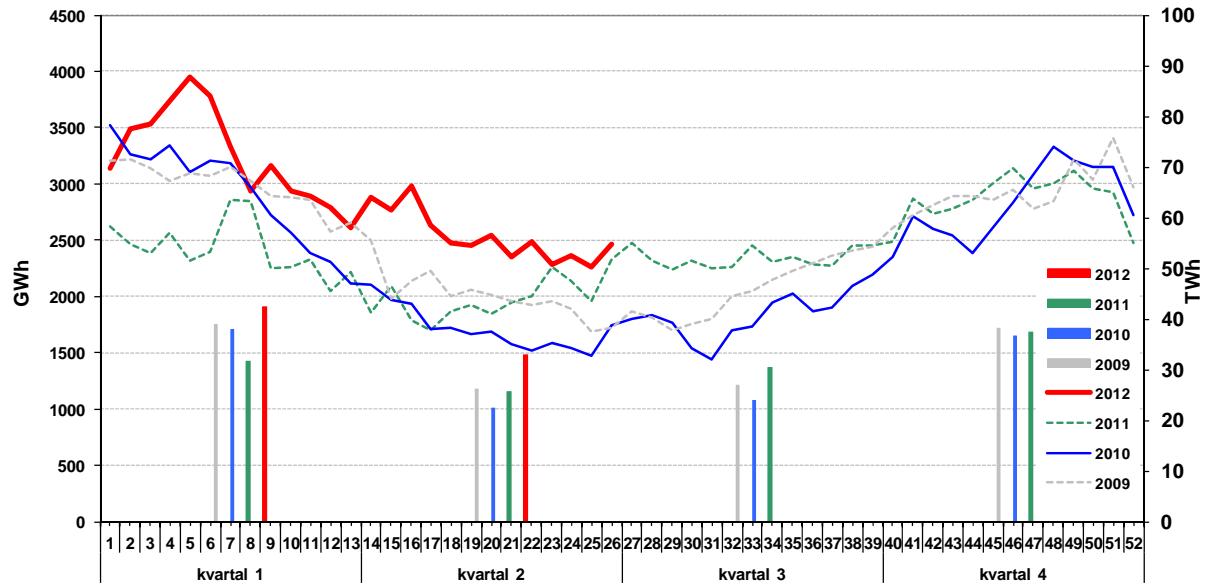


Figur 3.2 Tilsig i Noreg for 12 månadersperioden april - mars for åra 1958 til 2012. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh.

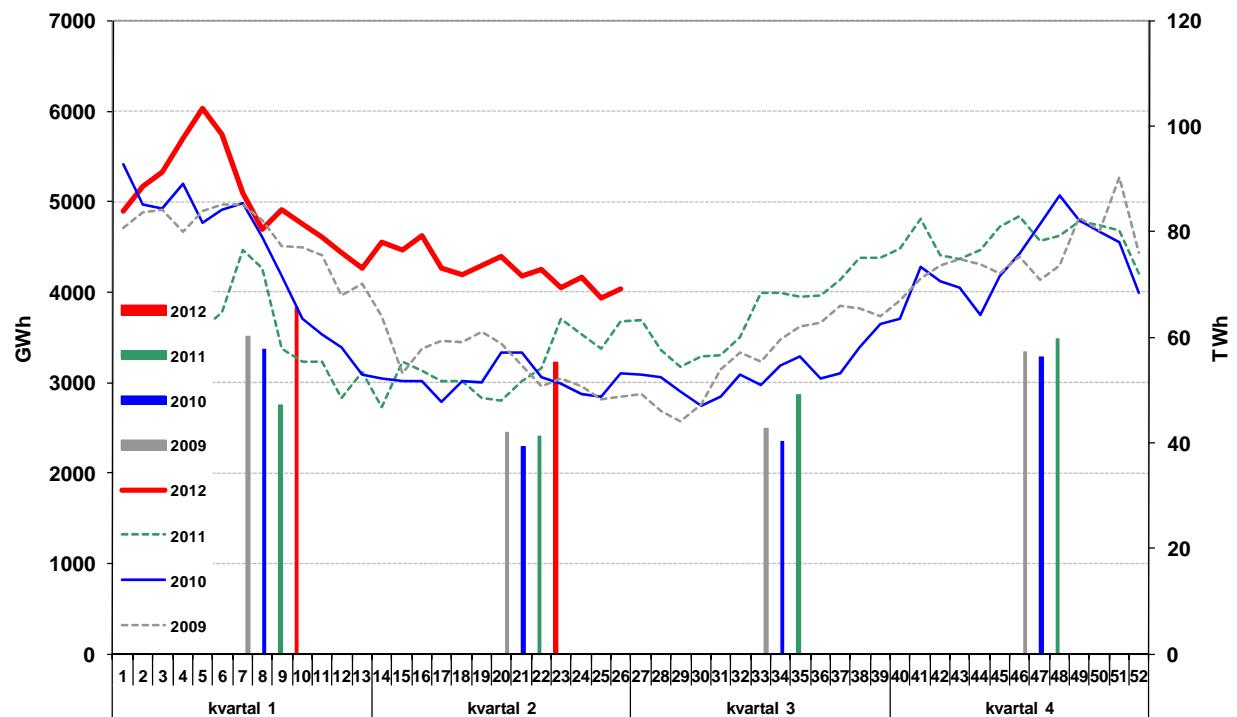
Kjelde: NVE og Nord Pool Spot



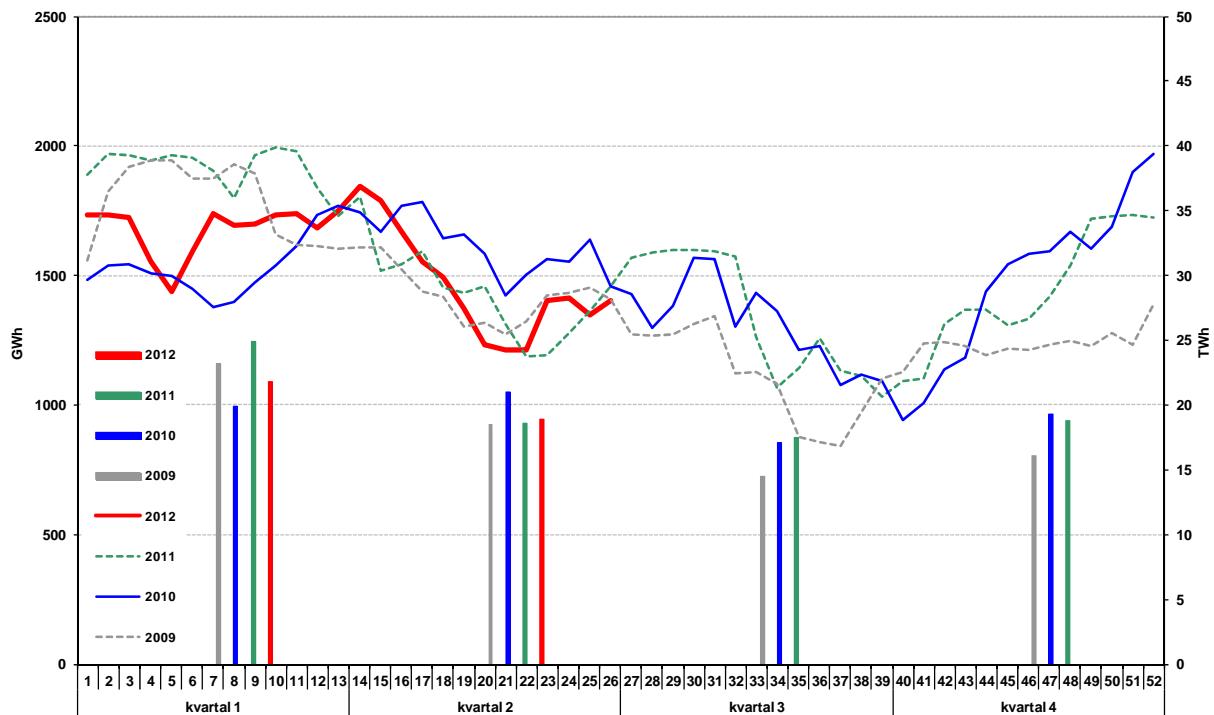
Figur 3.3 Norsk kraftproduksjon, 2009 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 3.4 Nordisk vasskraftproduksjon, 2009 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



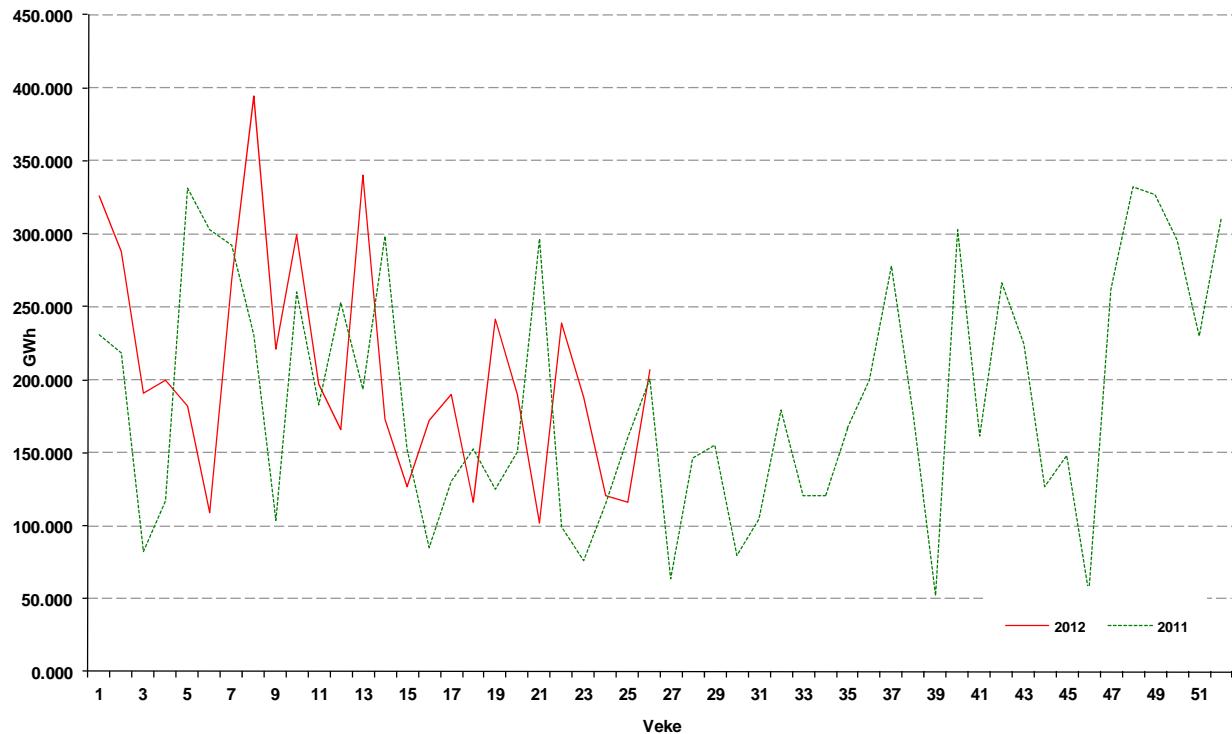
Figur 3.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2009 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



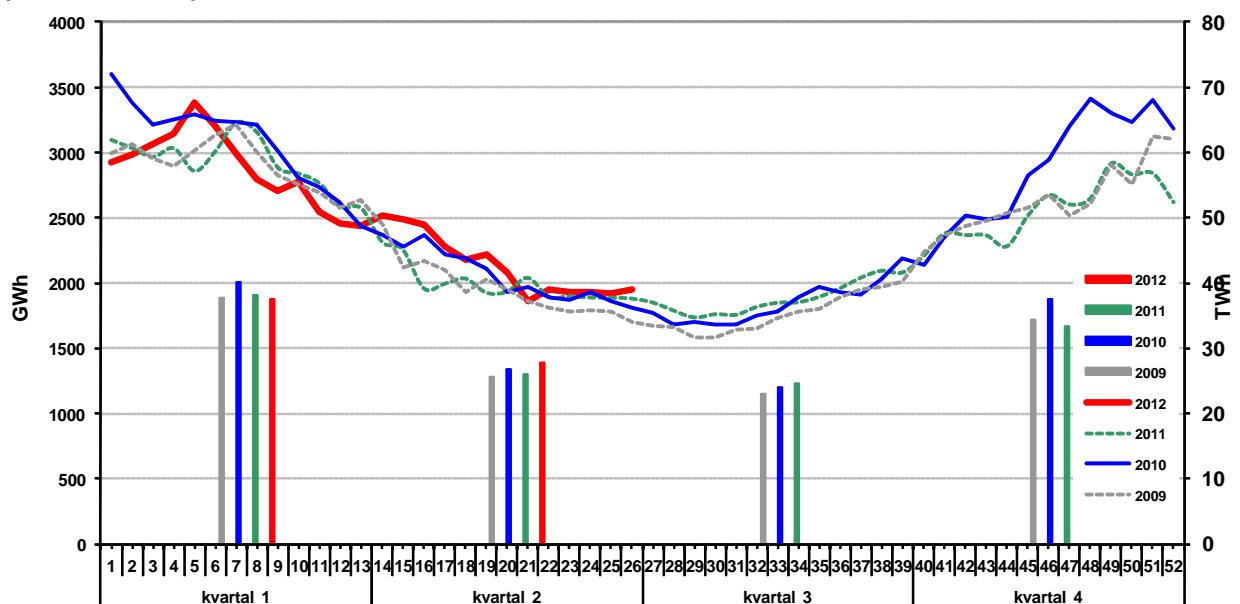
Figur 3.6 Anna nordisk kraftproduksjon, 2009 – 2012, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



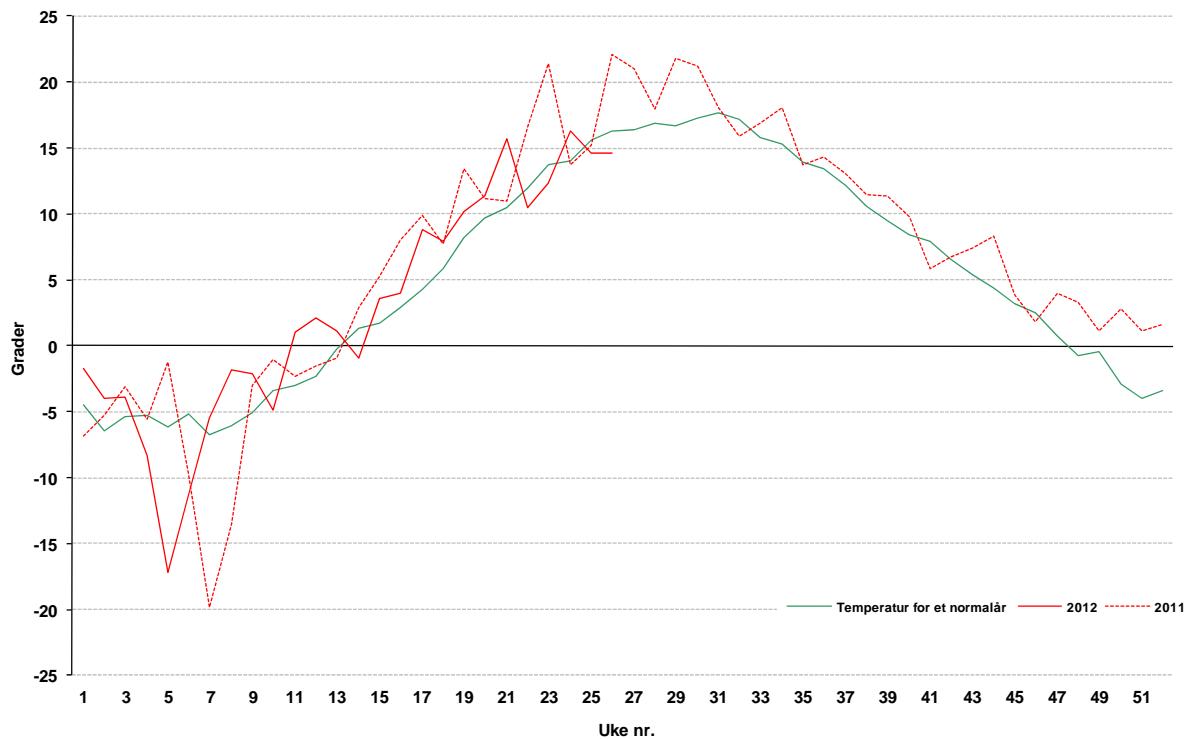
Figur 3.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2011 - 2012 GWh/veke. Kjelde: Energinet.dk



Figur 3.8 Norsk forbruk, 2009 – 2012, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veko og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



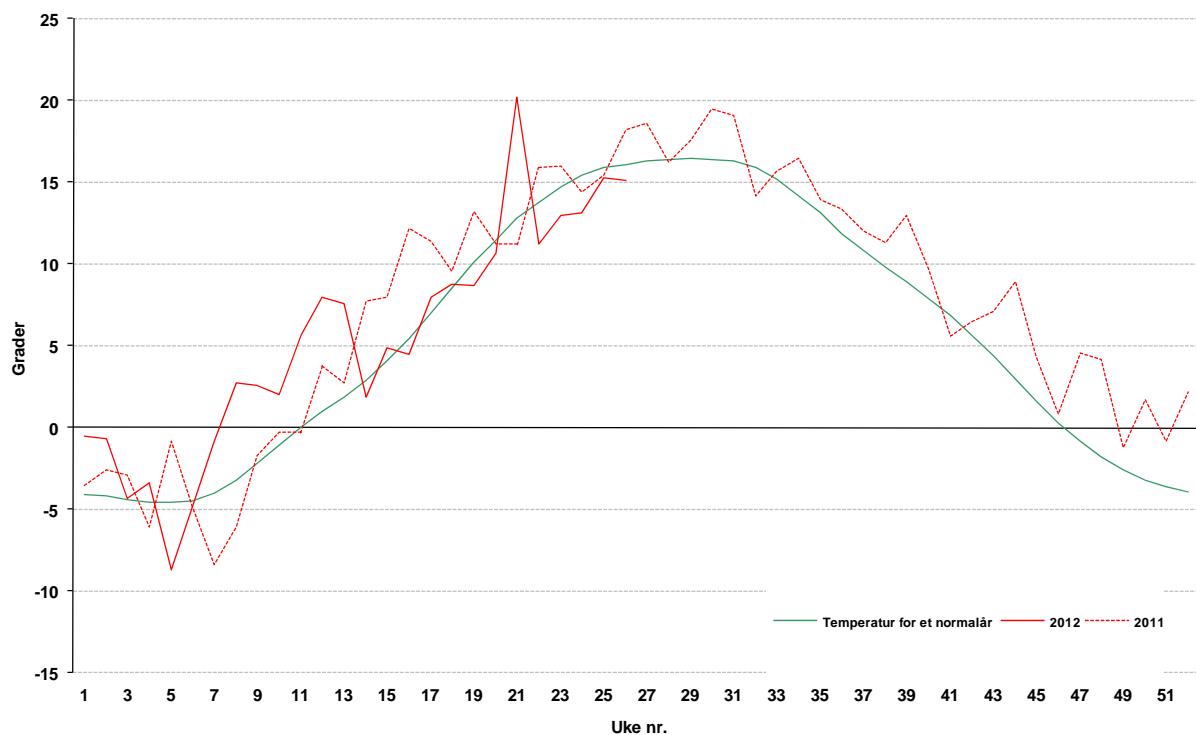
Figur 3.9 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2011 og 2012, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



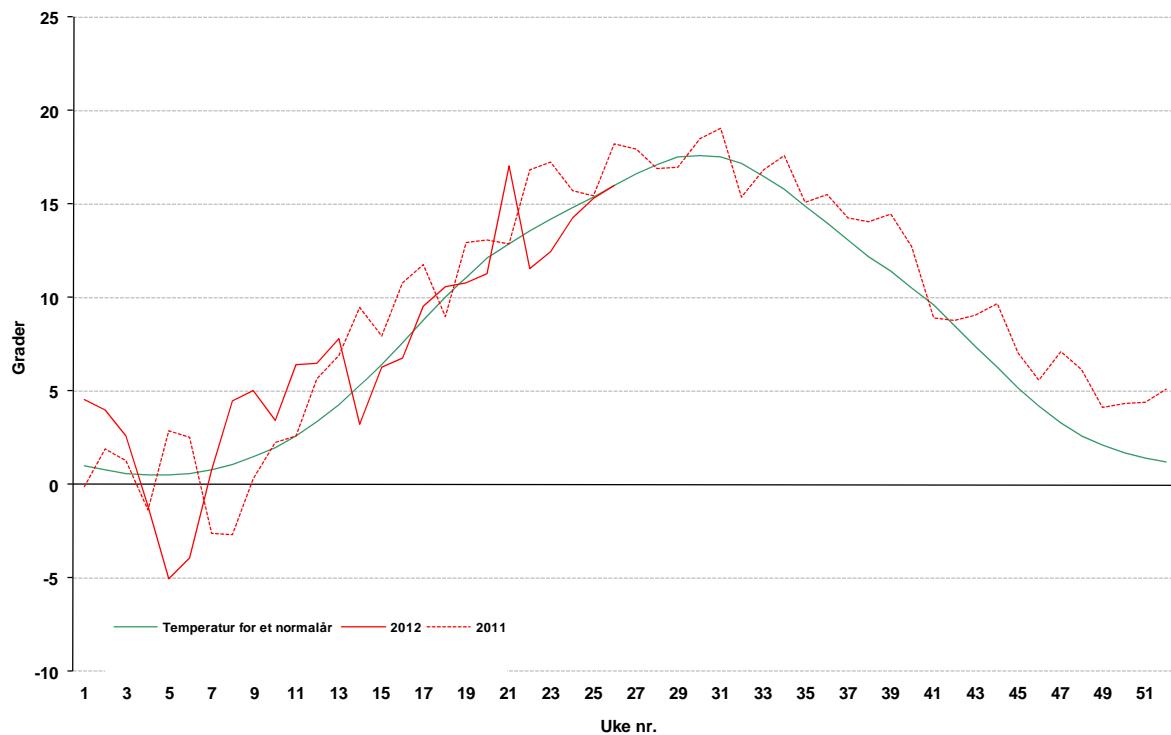
Figur 3.10 Temperaturutvikling - Stockholm, 2011 og 2012, Celsius. Kjelde: Nord Pool



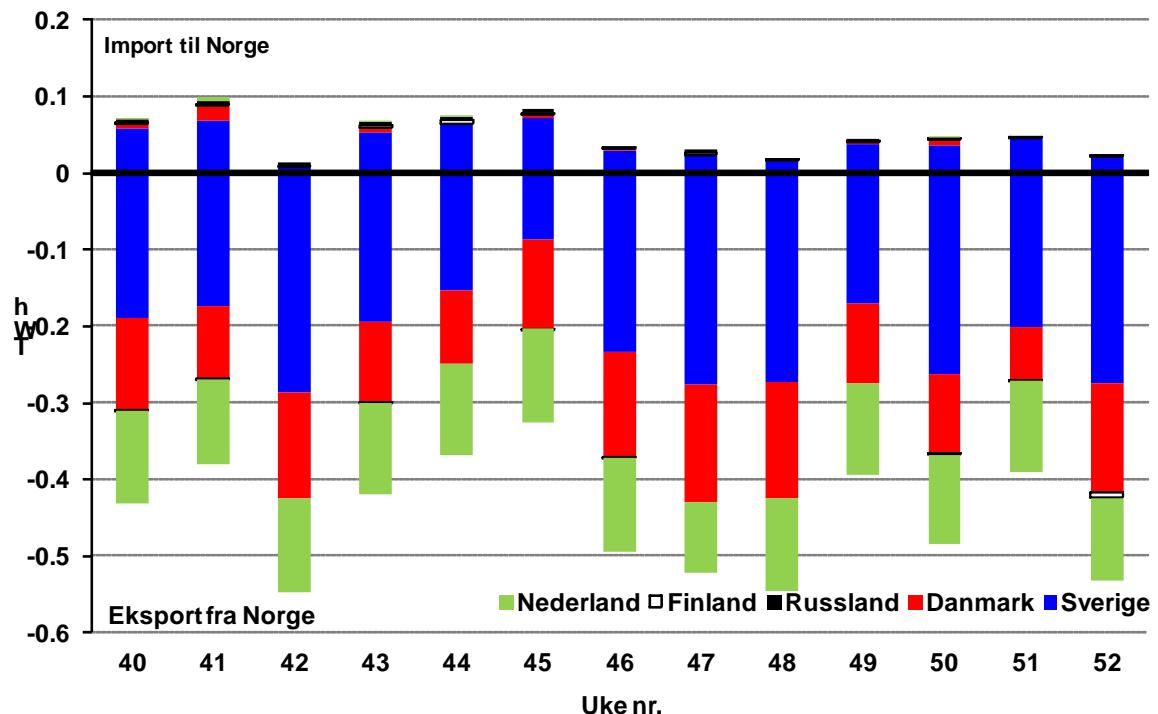
Figur 3.11 Temperaturutvikling - Oslo, 2011 og 2012, Celsius. Kjede: Nord Pool



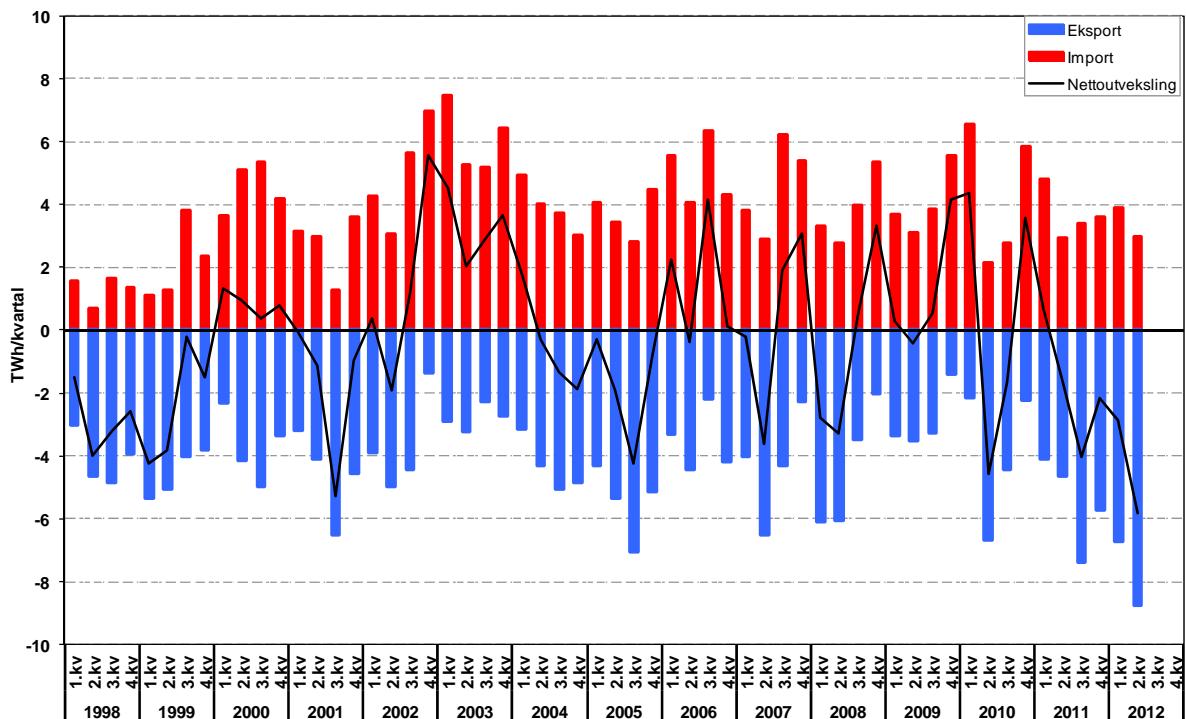
Figur 3.12 Temperaturutvikling - København, 2011 og 2012, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



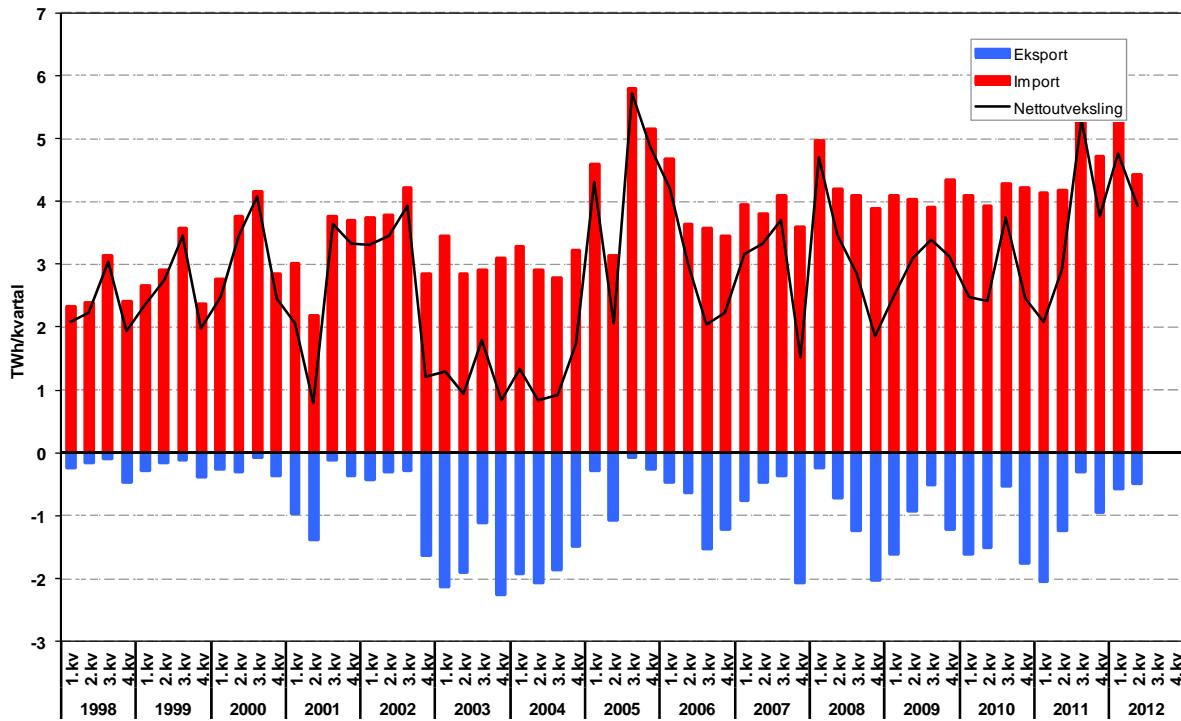
Figur 3.13 Norsk utveksling av kraft i andre kvartal 2012, TWh. Kjelde: Nord Pool.



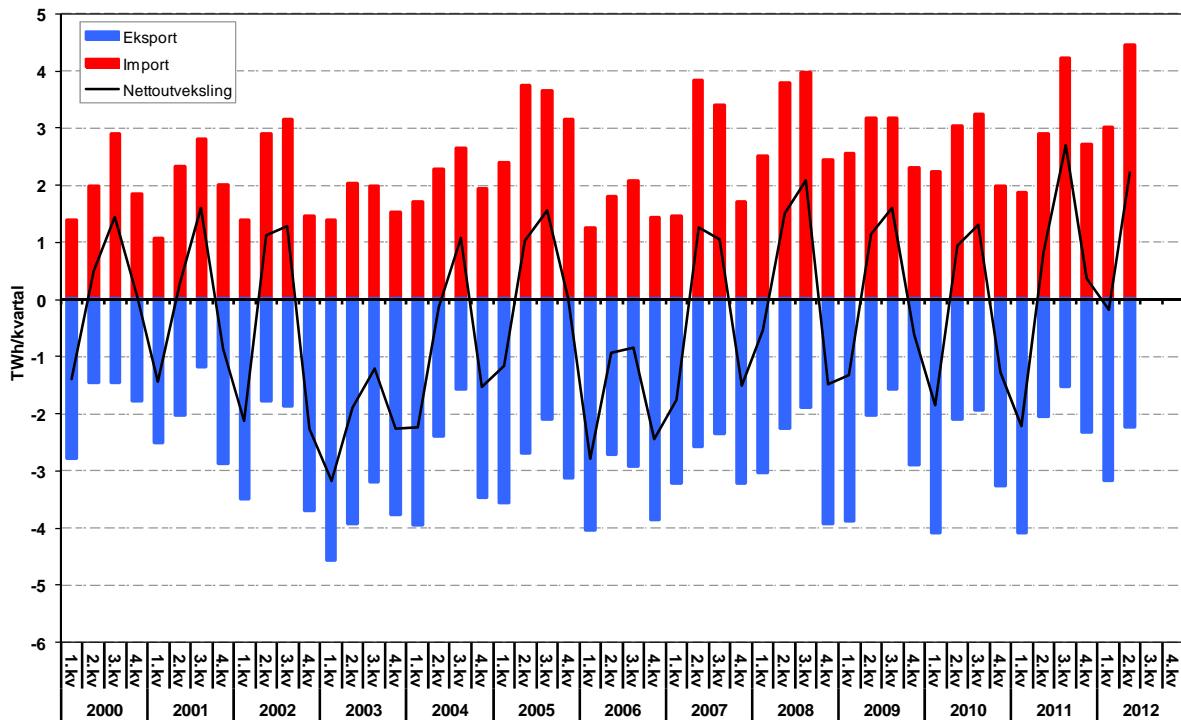
Figur 3.14 Import/eksport Sverige, 1998-2012, TWh. Kjelde: Nord Pool.



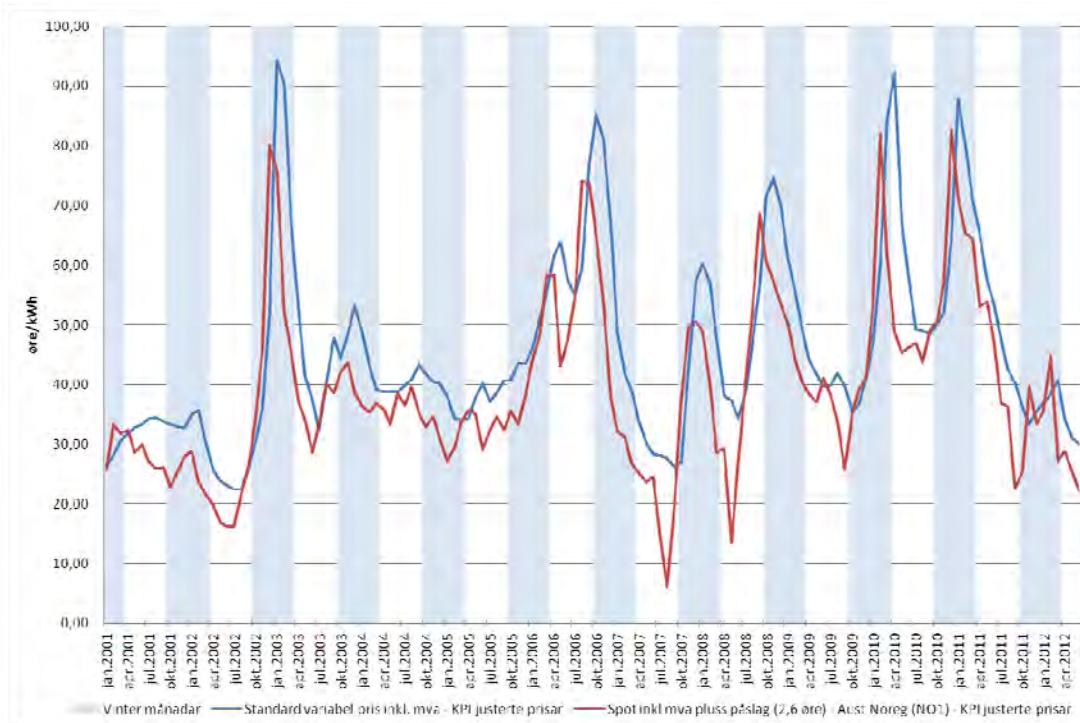
Figur 3.15 Import/eksport Finland, 1998-2012, TWh. Kjelde: Nord Pool.



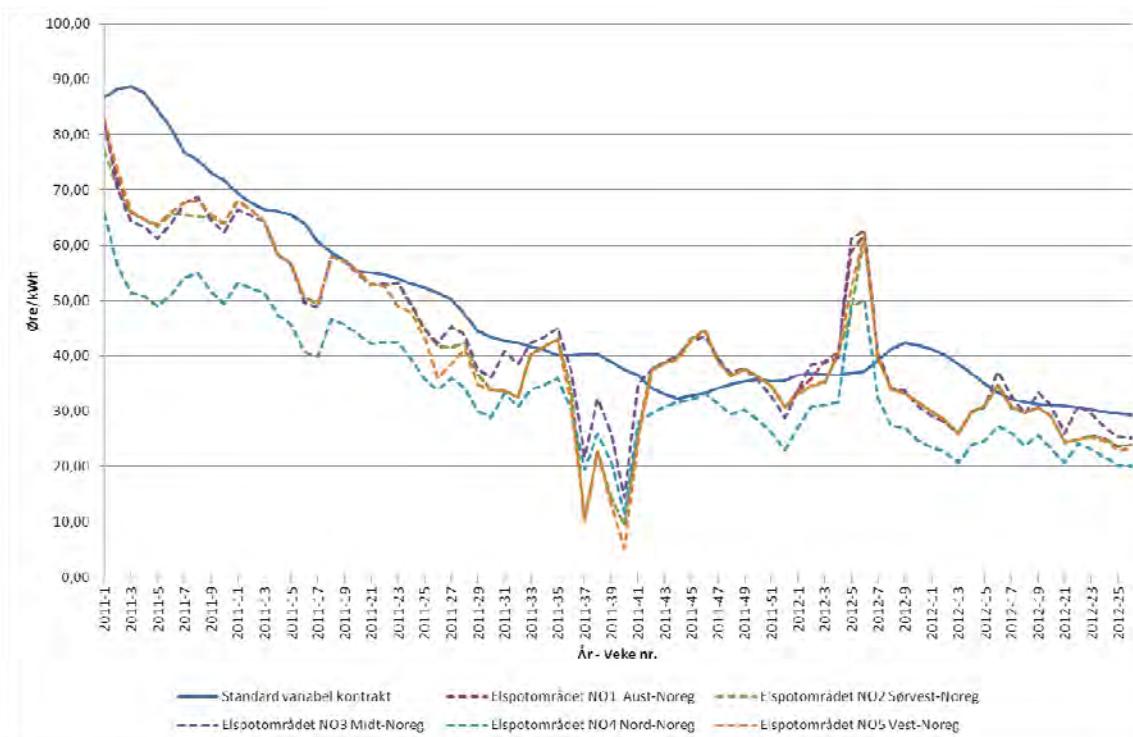
Figur 3.16 Import/eksport Danmark, 2000-2012, TWh. Kjelde: Nord Pool.



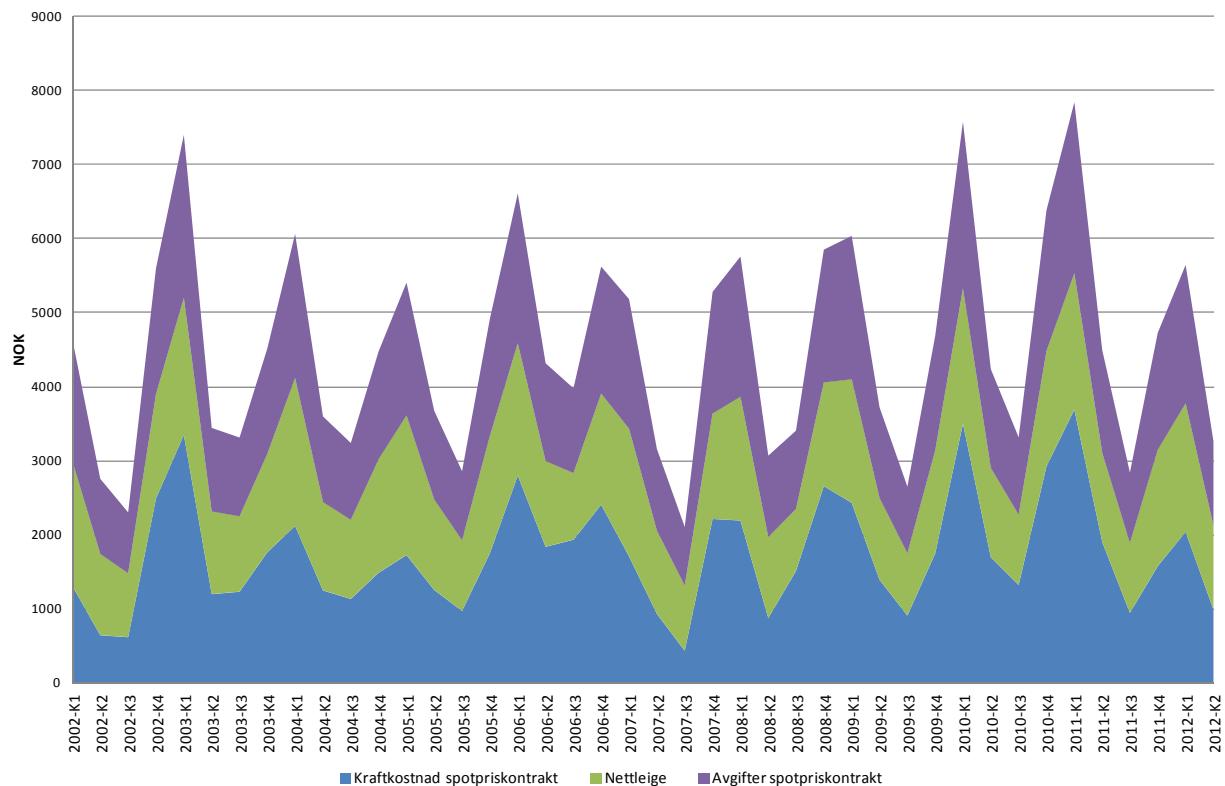
Figur 3.17 Utviklinga i ein månadeg gjennomsnittleg straumpris (KPI-justert) for ein spotprisbasert kontrakt for Aust-Noreg (elspotområde NO1) inkl. eit påslag på 2,6 øre /kWh, inkl. mva. og ein gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt (KPI-justert) inkl. mva Kjelder: Konkurransestilsynet, Nord Pool Spot og NVE



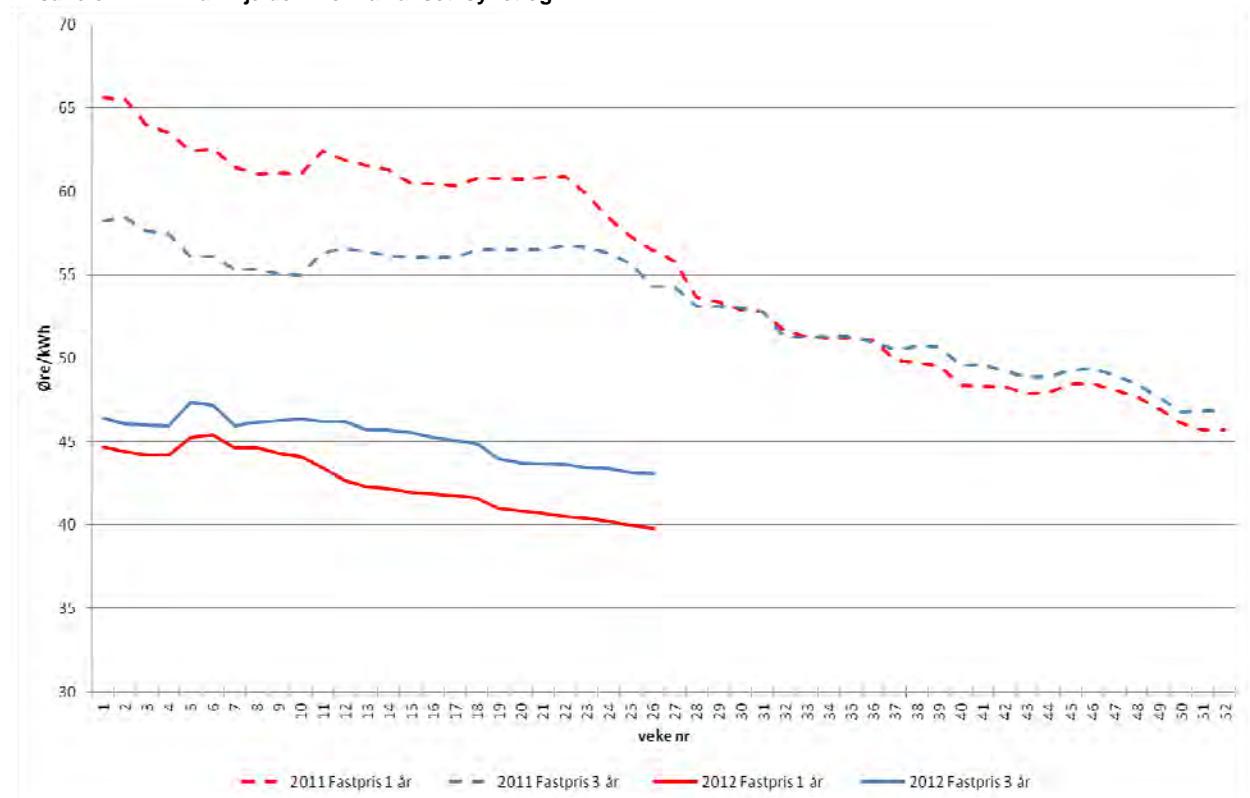
Figur 3.18 Gjennomsnittlege vekeprisar frå andre kvartal 2011 til og med andre kvartal 2012 for standardvariabelkontrakt og spotpriskontrakt i Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg, inkl. eit påslag på 2,6 øre/kWh. Alle prisar, bortsett frå prisen i Nord-Noreg, er inkl. mva. Kjelder: Konkurransestilsynet, Nord Pool Spot og NVE



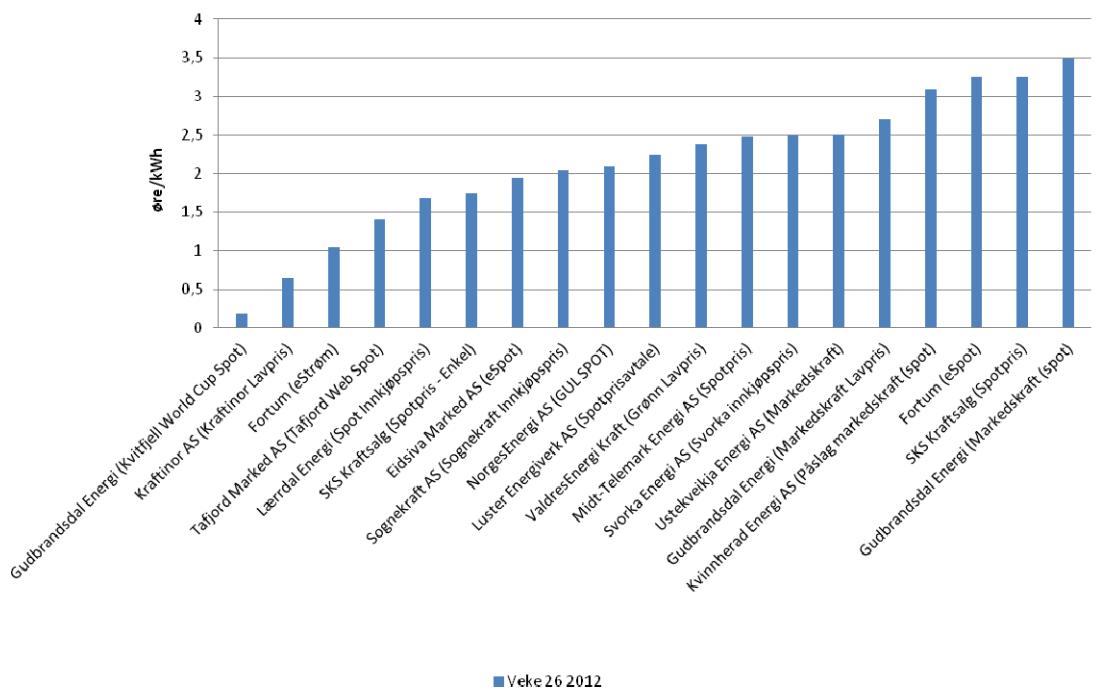
Figur 3.19 Kvartalsvis kraftkostnad (spotpriskontrakt for elspotområde Aust-Noreg), nettleige, forbruksavgift og merverdiavgift i NOK. Alle prisane er KPI justert (Ref=juni 2012). Kjelder: Konkurransetilsynet, SSB og NVE.



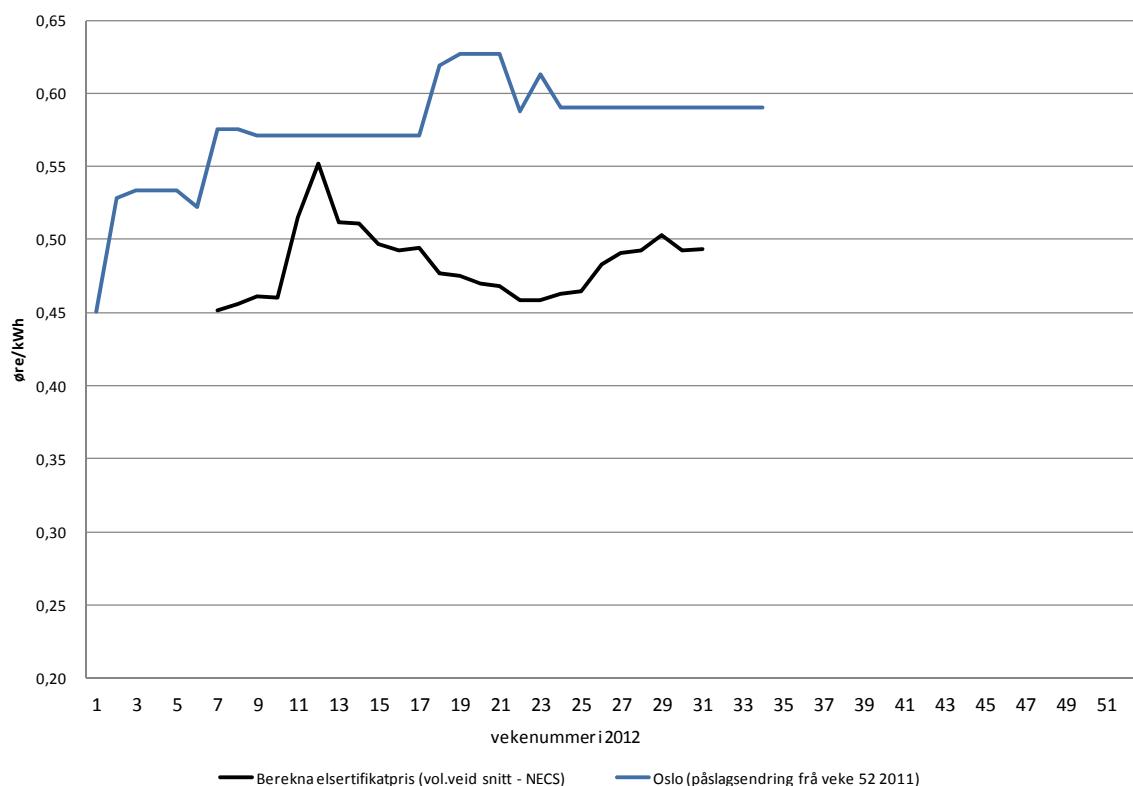
Figur 3.20 Prisutvikling for eitt- og treårige fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år for 2011 og 2012. Prisane er inkl. mva.. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 3.21 Påslag på spotpriskontraktar med meldeplikt tilbode i Oslo. Påslaget er rekna ut etter eit antatt forbruk på 20 000kWh per år. Kjelder: Konkurransestilsynet og NVE



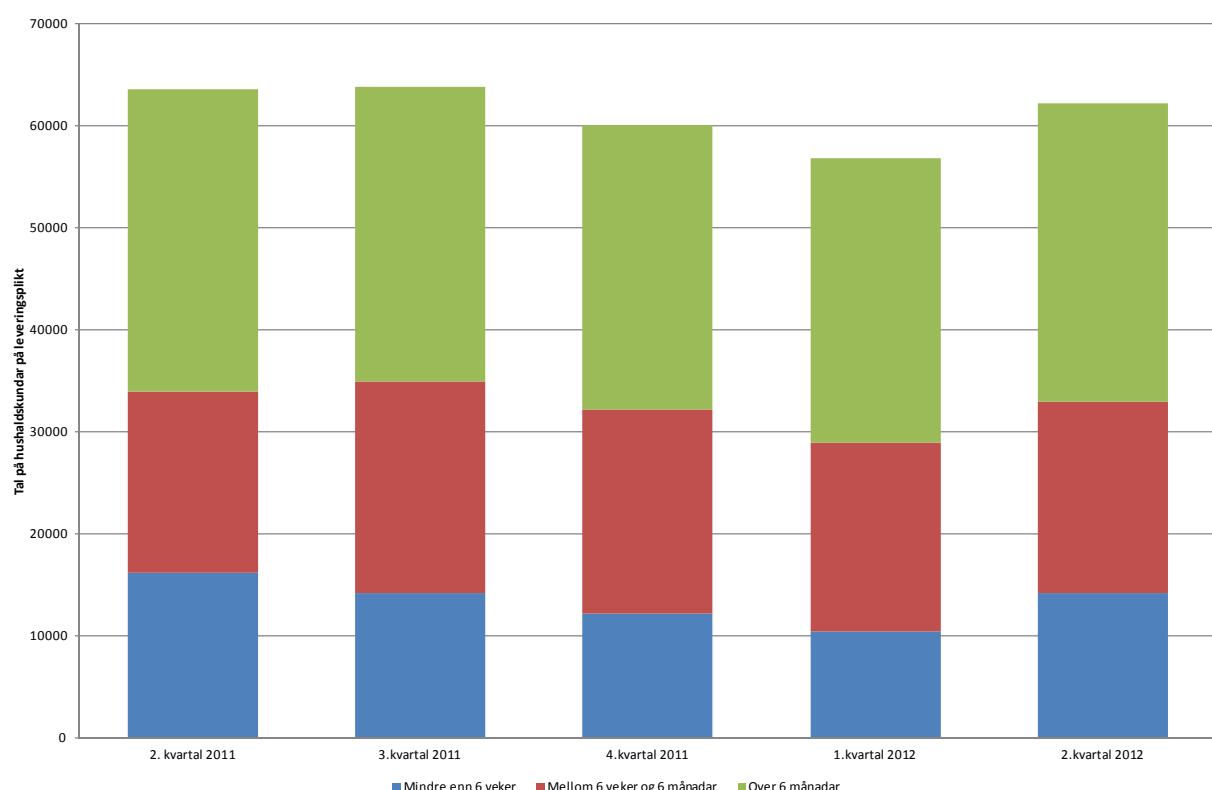
Figur 3.22 Gjennomsnittleg pålagsendring på spotpriskontraktar med meldeplikt som er tilbode i Oslo. Påslaget er rekna ut etter eit antatt forbruk på 20 000 kWh. Elsertifikatprisen (ekskl. administrasjonskostnad og andre transaksjonskostnad) er rekna ut basert på transaksjonar i NECS registeret med eit glidande fire vekers volumvekta snitt. Kjelder: Statnett, NVE, Konkurransestilsynet



Tabell 3.1 Tal på leverandørskifte per år og kvartal for hushaldskundar. Kjelde: NVE

Hushaldskundar	2009	2010	2011	2012
1. kvartal	51 900	80 000	89 300	87 700
2. kvartal	44 900	51 200	49 400	67 500
3. kvartal	44 600	45 400	53 000	
4. kvartal	53 700	66 800	82 000	

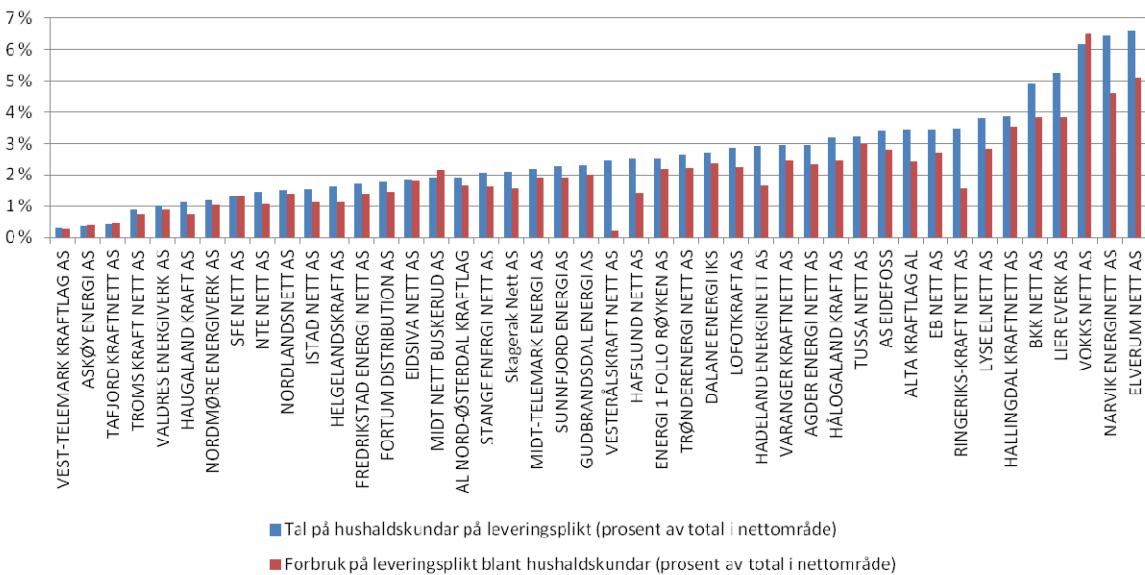
Figur 3.23 Tal på hushaldskundar på leveringsplikt sortert etter kor lenge dei var på leveringsplikt ved utgangen av dei fem siste kvartala. Kjelde: NVE



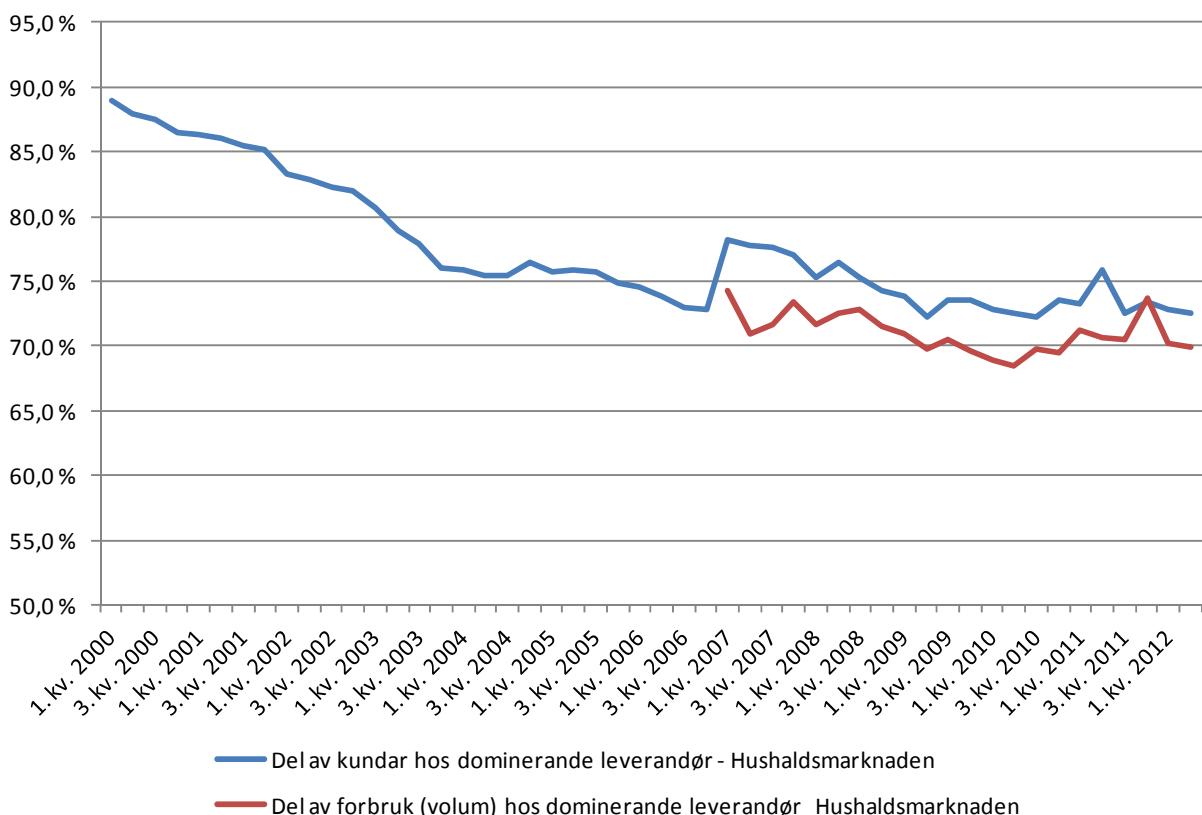
Tabell 3.2 Del av hushaldskundar på leveringsplikt ved utgangen av dei fem siste kvartala. Kjelde: NVE

Hushaldskundar	Del av kundar (abonnementar)	Del av forbruk (volum)
2. kvartal 2011	2,6 prosent	2,1 prosent
3.kvartal 2011	2,6 prosent	2,2 prosent
4.kvartal 2011	2,5 prosent	2,1 prosent
1.kvartal 2012	2,4 prosent	2,0 prosent
2.kvartal 2012	2,6 prosent	1,8 prosent

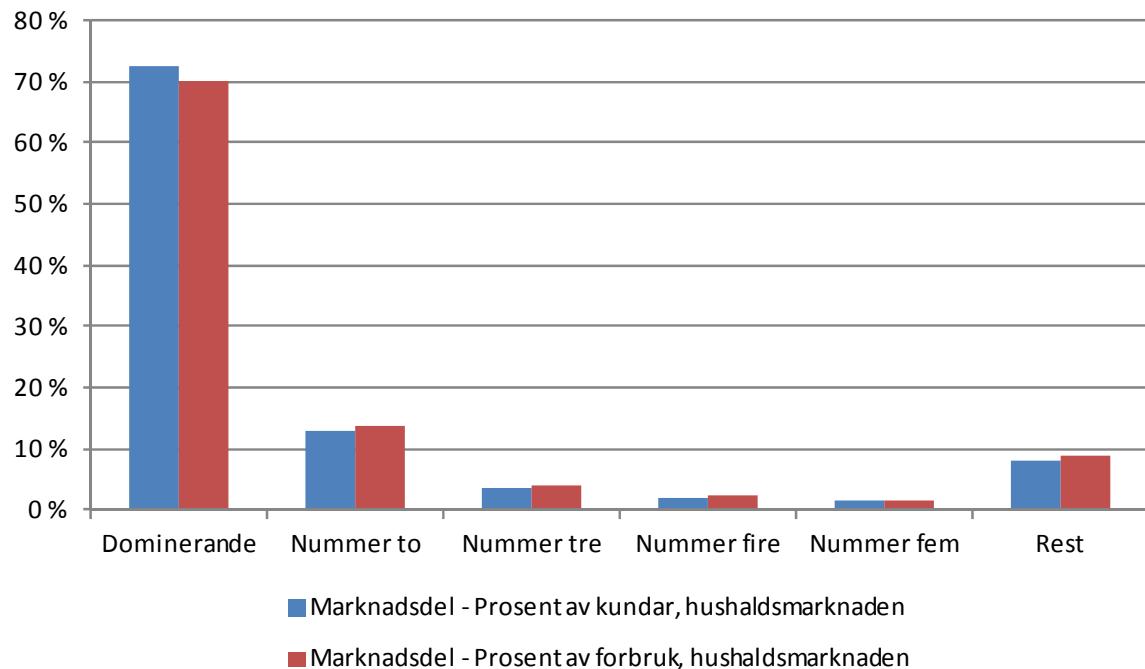
Figur 3.24 Prosentvis fordeling av hushaldskundar og forbruk (volum) per nettselskap på leveringsplikt for 44 største nettområda i Noreg per 30 juni 2012. Kjelde: NVE



Figur 3.25 Gjennomsnittleg marknadsdel for den dominerande leverandøren fra første kvartal 2000 til andre kvartal 2012 Kjelde: NVE



Figur 3.26 Gjennomsnittlig marknadsandel for dei fem dominerande leverandørane i andre kvartal 2012. Kjelde: NVE



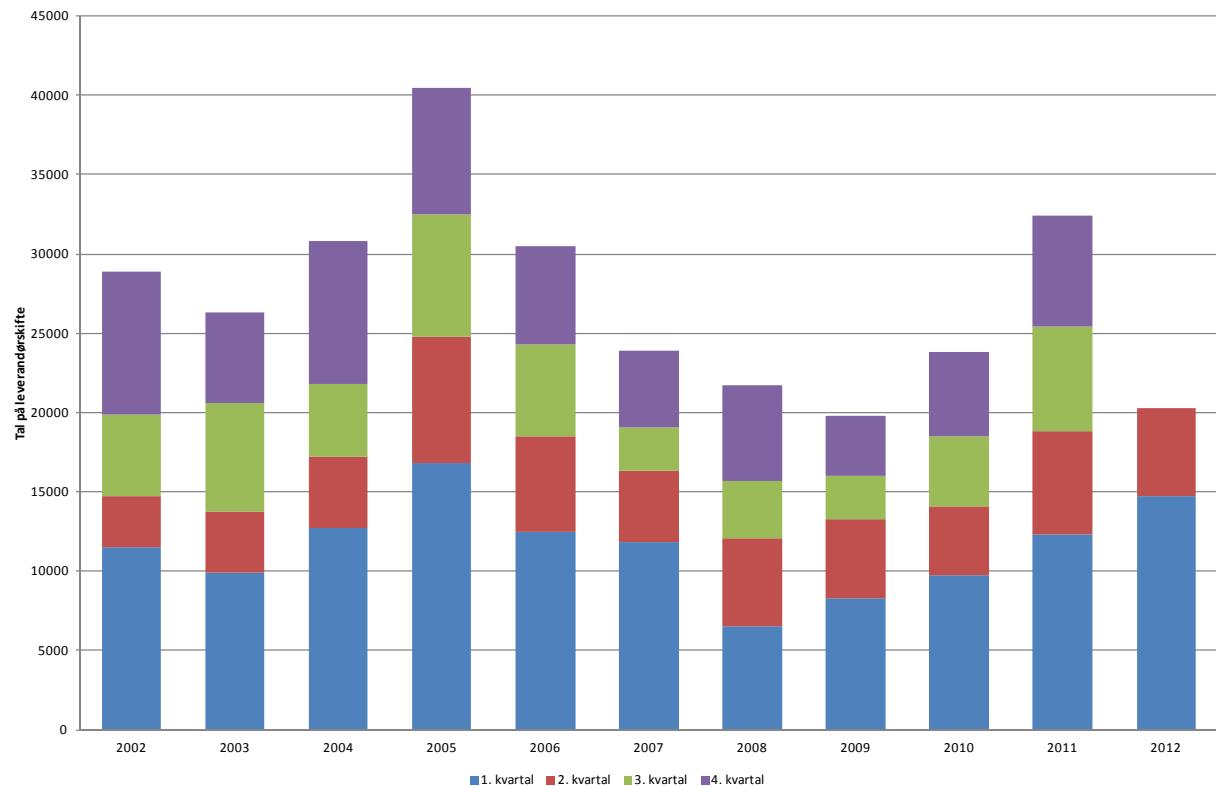
Tabell 3.3 Klassifisering av hushaldskundar etter omsatt volum på ulike straumavtalar Kjelde: SSB

Tenesteytande næringskundar	2. Kv. 2012	1. Kv. 2012	2. Kv. 2011
Fastpriskontraktar	...	6,9	6,3
Spotpriskontraktar	...	60,9	55,4
Variabelpriskontraktar	...	31,3	38,0

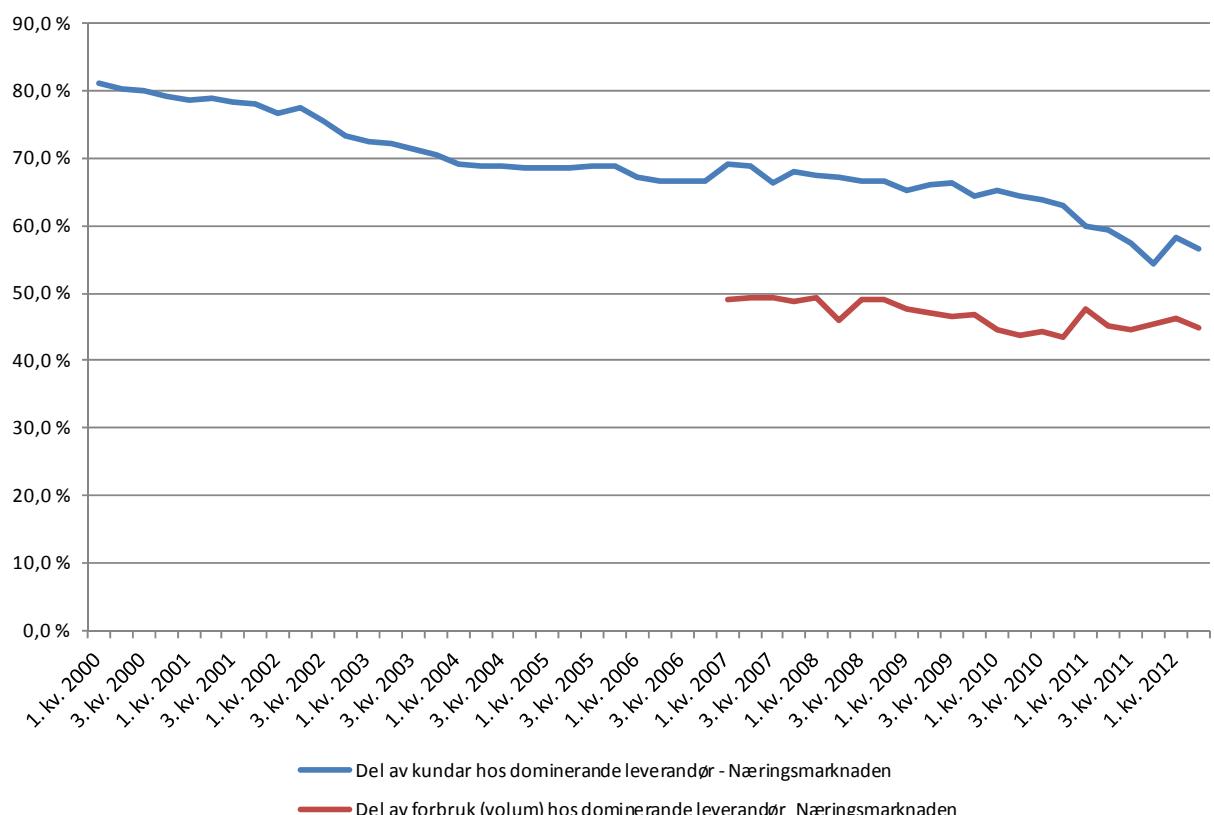
Tabell 3.4 Tal på leverandørskifte per år for næringskundar. Kjelde: NVE

Næringskundar	2009	2010	2011	2012
1. kvartal	8300	9700	12500	14800
2. kvartal	5000	4400	5800	5600
3. kvartal	2700	4400	6600	
4. kvartal	3800	5300	7200	

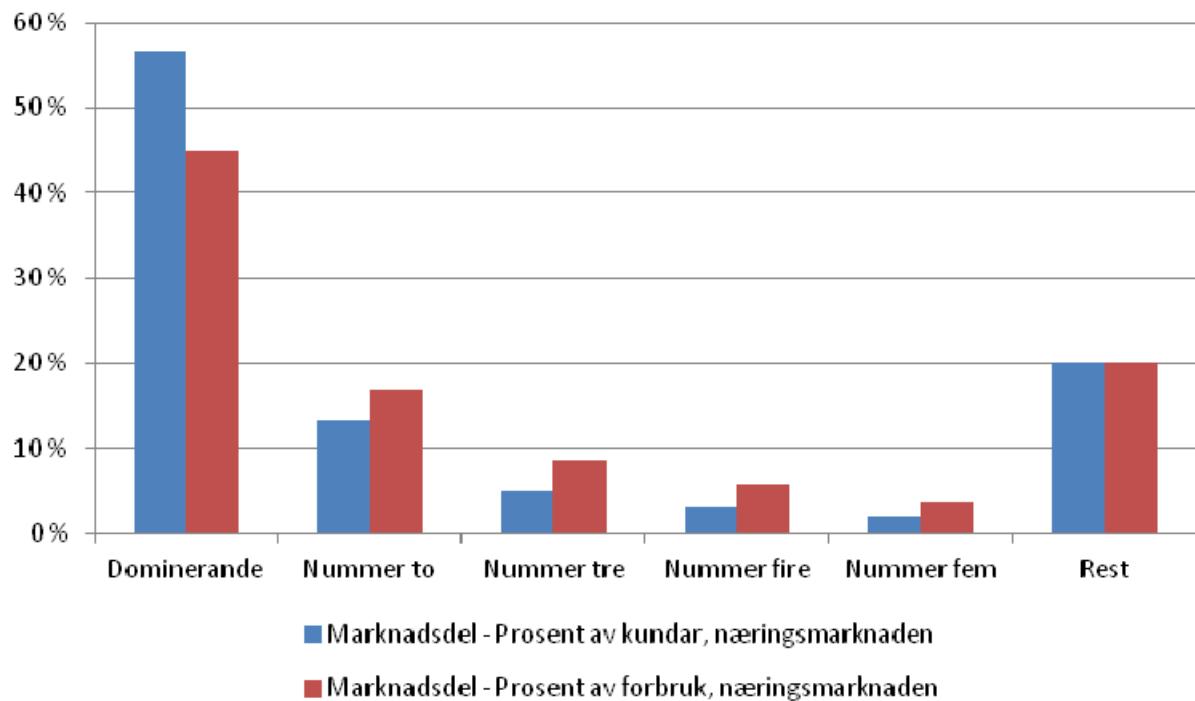
Figur 3.27 Tal på leverandørskifte per år for næringskundar. Kjelde: NVE



Figur 3.28 Gjennomsnittleg marknadsdel for den dominerande leverandøren i næringsmarknaden fra første kvartal 2000 til andre kvartal 2012 Kjelde: NVE



Figur 3.29 Gjennomsnittlig marknadsdel for dei fem dominerande leverandørane i næringsmarknaden i andre kvartal 2012. Kjelde: NVE



Figur 3.30 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 grunnvannsnnett. 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 Eksemelsamling. 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-M ay 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.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat



Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no