



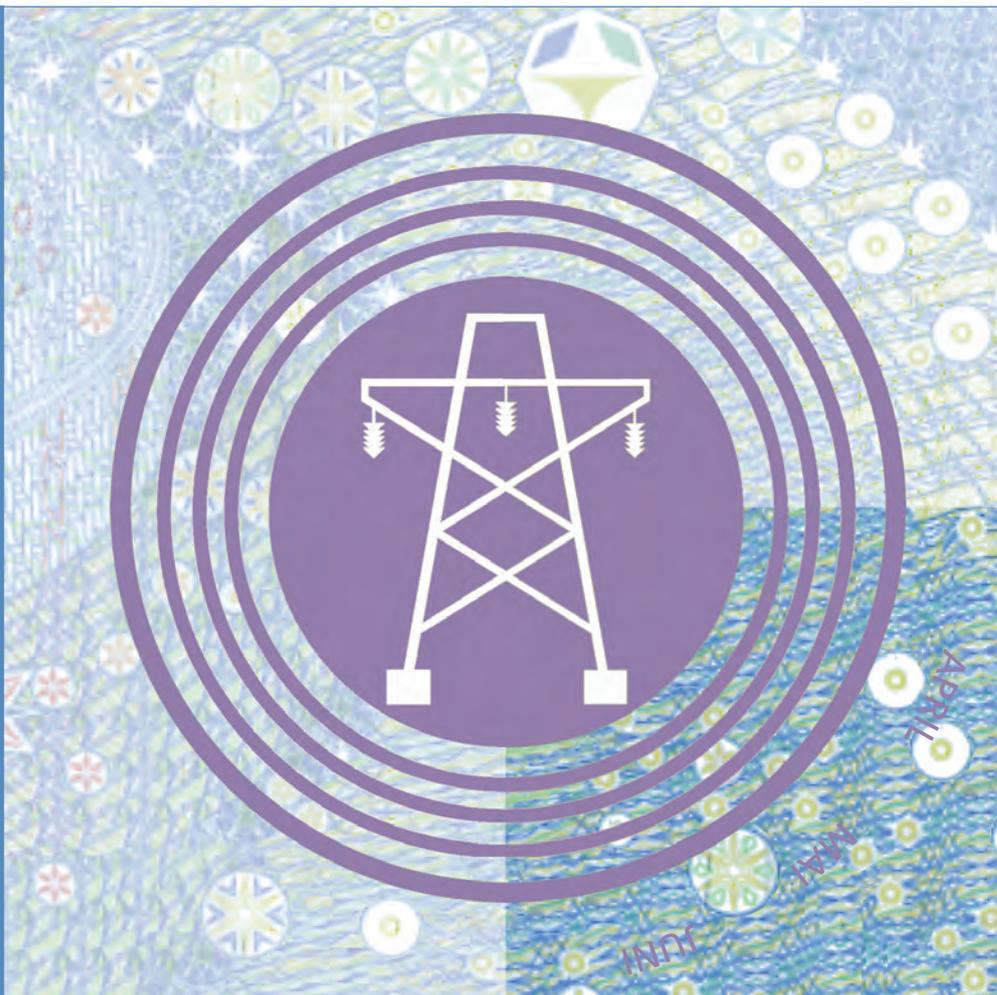
Kvartalsrapport for kraftmarkedet

2. kvartal 2010

Tor Arnt johnsen (red.)

14
2010

R
A
P
P
O
R
T



Rapport nr. 14

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

- Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat
- Redaktør:** Tor Arnt Johnsen
- Forfattere:** Hege Bøhler, Stian Henriksen, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Kristian Rasmussen, Margit Iren Ulriksen, Sigbjørn Nome, Kjerstin Dahl Viggen, og Tor Arnt Johnsen.
- Trykk:** NVEs hustrykkeri
- Opplag:** 20
- Forsidefoto:**
- ISBN:** 978-82-410-0725-5
- ISSN:** 1501-2832
- Sammendrag:** Ved inngangen til andre kvartal 2010 var snømagasinet som følge av den tørre vinteren mykje mindre enn normalt. Mot midten av kvartalet kuliminerte snømagasinet med omtrent 70 prosent av normale snømengder og ved utgangen av kvartalet var snømagasinet berre 25 prosent av det normale for årstida. Det nyttbare tilsiget til vassmagasina var derfor lågt, spesielt mot slutten av kvartalet. For heile kvartalet var det nyttbare tilsiget 43,4 TWh, som er 9,4 TWh mindre enn normalt. Den totale nedbørsenergien for kvartalet var derimot omtrent normal med 21 TWh. Kraftproduksjonen i Noreg var dette kvartalet 22,7 TWh. Det er den lågaste kraftproduksjonen i andre kvartal dei siste 15 åra. Denne produksjonsnedgangen er eit resultat av det låge tilsiget til vassmagasina. Det norske kraftforbruket i andre kvartal var 27,4 TWh, som er 1,3 TWh meir enn på same tid i 2009. Oppgangen kan ha samanheng med den økonomiske utviklinga det siste året. Kraftprisen ved kraftbørsen Nord Pool var betydeleg lågare for alle norske marknadsområder dette kvartalet. Det var ingen store snittprisforskjellar imellom dei ulike norske områda, men Nord- og Midt-Noreg hadde lågast pris. Prisen var høgare i alle dei norske områda enn i dei andre nordiske marknadsområda.
- Emneord:** elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinfyljing, 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

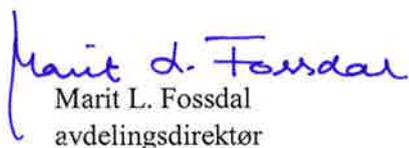
Forord	iii
Samandrag	iv
1 Kraftmarknaden i andre kvartal 2010	1
1.1 Ressursgrunnlaget.....	4
1.2 Magasinutviklinga	12
1.3 Produksjon.....	15
1.3.1 Noreg – sterk nedgang i produksjonen	17
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa	18
1.4 Forbruk	22
1.4.1 Noreg – auke i kraftforbruket	23
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa	26
1.5 Andre energiberarar i Noreg	28
1.6 Kraftutveksling	36
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden.....	41
1.7.1 Spotmarknaden	41
1.7.2 Terminmarknaden	44
1.8 Sluttbrukarmarknaden.....	49
1.8.1 Prisar og prisutvikling	49
1.8.2 Leverandørskifter	56
1.8.3 Kontraktval	61
1.8.4 Husstandane sine samla utgifter til elektrisk kraft	64
2 Vedlegg	66

Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer hermed rapport for kraftmarknaden for andre kvartal 2010. Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er andre utgåve i kvartalsrapportens 7. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vil kvartalsrapporten vanlegvis bli publisert 4-5 veker etter utløpet av kvartalet.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidarar ved Energiavdelinga og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgåva har vore Hege Bøhler, Stian Henriksen, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Viggen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Kristian Rasmussen, Margit Iren Ulriksen, Sigbjørn Nome, og Tor Arnt Johnsen, som også har leia arbeidet.

Oslo, 1. september 2010


Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Samandrag

Ved inngangen til andre kvartal 2010 var det mildt v r i heile Noreg. Sn smeltinga starta derfor noko tidleg og saman med normale nedbørmengder sikra dette høgt tilsig til vassmagasina i starten av kvartalet. Snømagasinet har heilt sidan desember 2009 vore mindre enn normalt og kulminerte i v r med om lag 70 prosent av normale snømengder. Det er det nest lågaste snømagasinet målt nokon gang. Sn mengda ved utgangen av andre kvartal var omtrent 25 prosent av det normale for årstida. Mot slutten av kvartalet var det framleis mildt og fuktig i dei nordlege delane av landet, men kj ligare og tørrare enn vanleg i sør. Dette, samt den tidlege snøsmeltinga, førte til at tilsiget til vassmagasina fall i denne perioden. For heile kvartalet var det nyttbare tilsiget 43,3 TWh, som er 9,4 TWh mindre enn normalt. Den totale nedb rsenergien for same periode var 21 TWh, omtrent som normalt. Fyllingsgraden i dei norske vassmagasina var ved utgangen av andre kvartal på 54 prosent, det er 13,5 prosent mindre enn normalt og 5,4 prosent mindre enn ved same tidspunkt i fjor.

Den norske kraftproduksjonen i andre kvartal var 22,7 TWh. Det har ikkje vore registrert ein lågare produksjon for dette kvartalet innafor den siste 15-års perioden. Produksjonsnedgangen har samanheng med den låge magasinifyllinga. Den totale kraftproduksjonen i Norden var i andre kvartal 81,4 TWh, som er 2,6 TWh meir enn for same periode i fjor. Sidan vasskraftproduksjonen var mindre i år enn i fjor kjem den nordiske produksjonsauken ifrå andre kraftkjelder. Kraftforbruket i Noreg var 27,4 TWh i andre kvartal, det vil seie 1,3 TWh meir enn for same periode i fjor. Det nordiske forbruket i andre kvartal 2010 var 84,8 TWh, ein auke på 3,5 TWh samanlikna med i fjor. Det auka forbruket i Noreg og Norden kan skuldast oppgangstider.

Det var stor prisnedgang, 14 – 40 prosent, i alle dei norske elspotområda fr  første til andre kvartal 2010. L gast gjennomsnittleg elspotpris var det i Nord- og Midt-Noreg, høvesvis 35,7 og 35,6 øre/kWh. I Aust-Noreg var snittprisen 36,8 øre/kWh og i Vest- og Sørvest-Noreg 36,9  re/kWh. Det var alt a ingen store prisforskjellar imellom dei ulike norske marknadsområda. Sjølv om prisnedgangen fr  første kvartal var stor var det dette kvartalet høgare pris i alle norske elspotområder enn i andre kvartal 2009. Dei norske snittprisane var også høgare enn i alle dei andre nordiske elspotområda.

Terminkontraktar med levering i tredje og fjerde kvartal 2010 vart i starten av andre kvartal handla for 36,0 og 37,8 øre/kWh på Nord Pool. Kontraktprisane steig i første del av kvartalet og enda på 37,0 og 38,3 øre/kWh. På den tyske kraftbørsen EEX vart tilsvarandes kontraktar handla for 31,7 og 36,9 øre/kWh i starten av kvartalet, alt a noko mindre enn dei nordiske. Dei tyske prisane auka utover i kvartalet og enda til sist på eit høgare nivå enn dei nordiske då dei vart handla for 39,2 og 44,0 øre/kWh. Innanfor denne perioden styrka den norske krona seg mot euroen. Den reelle oppgangen i dei tyske terminprisane er derfor noko mindre enn oppgitt her.

For sluttbrukar marknaden var marknadspriskontrakt det rimeligaste kontraktforma i andre kvartal 2010. Det var stor nedgang fr  prisnivået i første kvartal for desse kontraktane. Aller størst var nedgangen i Nord- og Midt-Noreg. Samanlikna med andre kvartal 2009 kosta likevel marknadspriskontraktane i gjennomsnitt mellom 14 og 23 prosent meir i andre kvartal i år. Jamt over var standarvariabelkontrakt dyrare enn marknadspriskontraktane. Enkelte stadar var skilnaden mellom dei to kontrakttypane så stor som 40 prosent. Prisforskjellen var eit resultat av at marknadsprisen gjekk ned samtidig som standardvariabelkontraktane hadde prisoppgang. Prisoppgangen for

standardvariabelkontrakt er ein konsekvens av det marknadsmessige låge prisnivået dei hadde i første kvartal. Også for fastpriskontraktane var det dette kvartalet oppgang i gjennomsnittsprisen. For dei 1-årige og 3-årige kontraktane var prisauken frå første til andre kvartal høvesvis 1,6 og 0,6 øre/kWh slik at kontraktane hadde ein snittpris på 52,2 og 51,3 øre/kWh.

1 Kraftmarknaden i andre kvartal 2010

Mindre tilsig enn normalt.

Det nyttbare tilsiget i Noreg for andre kvartal var 43,3 TWh. Det er 9,4 TWh mindre enn normalt. Avviket frå normalen skriv seg hovudsakeleg til andre halvdel av kvartalet. For første halvår 2010 var tilsiget 49,1 TWh, det vil seie 12,5 TWh mindre enn normalt. Dei siste 12 månadene har det nyttbare tilsiget vore 118,1 TWh, 4,4 TWh mindre enn normalt.

Temperaturar over normalt ved inngangen til kvartalet.

Ved inngangen til kvartalet var det mildt i heile landet med temperaturar opp mot 3 grader over normalen. Mot midten av kvartalet var det framleis mildt i dei nordlege delane av landet, medan det i sør var lågare temperaturar enn normalt. I juni snudde denne utviklinga og det vart kaldare i Nord-Noreg og mildare i Sør-Noreg.

Omtrent normal nedbørmengde for kvartalet.

Nedbørmengdene i april- og maimånad var omtrent normale. I mai var det likevel tørrare enn normalt i Sør-Noreg, medan det i Nord-Noreg kom meir nedbør enn normalt. Denne utviklinga fortsette fram mot utgangen av kvartalet. Den totale nedbørenergien for andre kvartal var nær 21 TWh, omtrent som normalt. Dei siste 12 månadene har det kome 108 TWh nedbørenergi, noko som er 14,5 TWh mindre enn normalt.

Lågaste snømagasin sidan 1996.

Snømengda i Noreg var i slutten av juni berre 25 prosent av normalen. Snømagasinet har vore mindre enn normalt heilt sidan desember i fjor. I månadsskiftet april/mai kulminerte snømagasinet, det var då i underkant av 70 prosent av normalen. Dette er det nest lågaste snømagasinet målt nokon gang, det lågaste var i 1996.

Lågare magasinifylling enn normalt.

Fyllingsgraden i dei norske magasinerna ved inngangen til andre kvartal 2010 var 26,8 prosent. Det er 12,7 prosent lågare enn normalt og 5,4 prosent mindre enn til same tid i fjor. Mildvêr mot midten av kvartalet førte til stor snøsmelting og magasinifyllinga auka meir enn normalt i denne perioden. I samband med den snøfattige vinteren vart likevel tilsiget mindre enn normalt i resten av kvartalet. Fyllingsgraden ved utgangen av kvartalet var 54 prosent, det er 13,5 prosent mindre enn normalt og 5,4 prosent mindre enn fjorårets verdi.

Dei svenske magasinerna hadde ein fyllingsgrad på 13,4 prosent i starten av andre kvartal. Det er 14,2 prosent lågare enn medianverdien for perioden. Ved utgangen av kvartalet hadde magasinifyllinga auka til 65,1 prosent og var då 6,7 prosent under medianverdien.

Totalt var det ved utgangen av andre kvartal nordiske vassmagasin tilsvarande 71,5 TWh. Det er 1,4 TWh mindre enn til same tid i fjor.

Høgare nordisk kraftforbruk.

Den samla nordiske kraftproduksjonen i andre kvartal var 81,4 TWh. Det er ein oppgang på 2,6 TWh samanlikna med same tid i 2009. Produksjonsauken kjem ifrå kjernekraft og termiske kraftverk. På grunn av den låge magasinifyllinga igjennom kvartalet har vasskraftproduksjonen gått ned.

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

Det nordiske kraftforbruket i andre kvartal var 84,8 TWh. Samanlikna med same tidsrom i 2009 er det ein auke på 3,5 TWh. Kraftforbruket har gått opp i alle dei nordiske landa, noko som kan skuldast oppsvingen i økonomien sidan andre kvartal 2009. Totalt har Norden forbrukt 386,4 TWh dei siste 52 vekene. Det er 6,7 TWh meir enn førre 52-vekers periode. Desse tala er ikkje temperaturkorrigererte, kuldeperioden i første kvartal 2010 har derfor truleg hatt mykje å seie for denne forbruksauken.

Lågaste norske kraftproduksjon i andre kvartal dei siste 15 åra.

I Noreg vart det produsert 22,7 TWh i andre kvartal. Det er den lågaste registrerte kraftproduksjonen for andre kvartal dei siste 15 åra.

Produksjonen i dette kvartalet har minka sidan 2008. Samla norsk produksjon for første halvår 2010 er 61,2 TWh, 6,4 prosent mindre enn første halvår 2009. Dette avviket kan sjåast i samanheng med den låge magasinfyllinga for 2010, og korleis den norske kraftproduksjonen følger variasjonane i tilsiget til vassmagasina.

Kraftforbruket i Noreg var 27,4 TWh i andre kvartal, ein klar oppgang frå dei 26,1 TWh som vart forbrukt i same periode 2009. Det var eit kaldare andre kvartal i 2010 enn i 2009, noko som i saman med høgare forbruk i kraftintensiv industri kan forklare oppgangen i det norske totalforbruket. I allminneleg forsyning var kraftforbruket i andre kvartal 19,1 TWh, mot 18,3 TWh i same kvartal 2009. Sjølv om andre kvartal i år var kaldare enn same kvartal i fjor var det likevel litt varmare enn normalt og det temperaturkorrigererte forbruket i allminneleg forsyning for kvartalet var 19,2 TWh. Det er 0,1 TWh mindre enn det temperaturkorrigererte forbruket for andre kvartal 2009. Første halvår 2010 var det samla norske forbruket 67,9 TWh. Det er 6,1 prosent meir enn for same tidsrom i 2009.

Nettoimport til alle nordiske land med unntak av Sverige.

Dei nordiske landa hadde nettoimport på 3,4 TWh i andre kvartal i år. Det er 0,1 TWh mindre enn for same kvartal i fjor. Med unntak av Polen og Tyskland var det nettoimport ifrå alle land med nordisk nettforbindelse. Sverige var det einaste nordiske landet med nettoeksport.

Overføringskapasiteten til og frå Norden har vore betre i andre kvartal enn i første, men det er fortsatt redusert kapasitet internt imellom fleire av elspotområda. Nedgangen i den norske produksjonen har ført til høg utveksling mellom Sverige og Noreg dette kvartalet.

Norden har hatt nettoimport i alle kvartal det siste året. Det har i same periode vore betydeleg nedgang i nettoeksporten frå Sverige og Noreg.

Nettoimporten til Noreg var 4,7 TWh i andre kvartal. Likeins som i første kvartal var det nettoimport ifrå alle land med norsk nettforbindelse. Størst nettoimport var det ifrå Sverige, 3,6 TWh.

Nedgang i dei norske spotprisane.

Frå første kvartal til andre kvartal var det ein nedgang i snitt i dei nordiske spotprisane. I Noreg var nedgangen størst i dei to nordligaste elspotområda, med 39 prosent nedgang i Nord-Noreg og 41 prosent nedgang i Midt-Noreg. Det var også desse to områda som hadde lågast pris i Noreg i andre kvartal, høvesvis 35,7 og 35,6 øre/kWh. I Aust-Noreg, Sørvest-Noreg og Vest-Noreg var det ein nedgang på høvesvis 27, 14 og 14 prosent. I desse tre områda var prisen relativ lik i perioden, med ein snittpris på 36,8 øre/kWh i Aust-Noreg og 36,9 øre/kWh Vest- og

Sørvest-Noreg. Dei høge spotprisane i første kvartal var en viktig faktor for den store nedgangen. Til tross for ein betydeleg nedgang i prisene frå første kvartal til andre kvartal auka prisane i alle dei norske elspotområda samanlikna med andre kvartal i 2009. Tilsig og vassmagasin lågare enn i fjor var medverkande årsaker til dette.

Noreg med dei høgaste spotprisane i Norden.

Med unntak av Jylland, som hadde ein nedgang på 1 prosent, var nedgangen i dei andre nordiske elspotområda over 40 prosent. Noreg låg dermed høgare i pris i 2. kvartal enn både Sverige, Finland og Danmark. Dette gjaldt spesielt for første del av kvartalet.

Auka terminprisar ved Nord Pool og EEX.

Ein terminkontrakt ved Nord Pool med levering i årets tredje og fjerde kvartal ble ved starten av kvartalet handla for 360 og 378 kr/MWh. Ved utgangen av kvartalet hadde prisen på desse kontraktane auka til 370 og 383 kr/MWh. Denne auka fann sted i fyrste del av kvartalet.

Dei tilsvarande kontraktane ved den tyske kraftbørsen EEX steig endå meir i løpet av kvartalet. I starten av kvartalet var dei tyske kontraktane prisa lågare enn dei nordiske med ein pris på høvesvis 317 og 369 kr/MWh for tredje og fjerde kvartal. Ved slutten av kvartalet låg dei tyske terminprisane høgare enn dei nordiske med prisar på 392 og 440 kr/MWh. Svekkinga av euroen i løpet av perioden gjorde at den reelle oppgangen i dei tyske terminprisane var noko mindre.

Marknadspriskontrakt den billegaste kontraktstypen i andre kvartal 2010.

For ein gjennomsnittleg forbrukar var marknadspriskontrakt den mest lønsame kontraktsforma i andre kvartal 2010. Desse kontraktane hadde i dei ulike norske elspotområda ein gjennomsnittleg prisnedgang på mellom 7,9 og 35,4 øre/kWh frå første kvartal. Nedgangen var størst i Nord- og Midt-Noreg, høvesvis 35,4 og 33,0 øre/kWh. Det er ikkje uventa at prisnedgangen var spesielt stor i desse områda ettersom dei hadde eit uvanleg høgt prisnivå i første kvartal. Trass nedgangen frå første kvartal var prisane dette kvartalet mellom 14 og 23 prosent høgare enn i andre kvartal 2009.

Standarvariabelkontrakt ifrå både dominerande og landsdekkjande leverandørar var dette kvartalet gjennomsnittleg mykje dyrare enn marknadspriskontraktane. Enkelte stadar var skilnaden mellom standarvariabel- og marknadspriskontrakt på over 40 prosent. Gjennomsnittsprisane for standardvariabelkontrakt levert ifrå både dominerande og landsdekkjande leverandør auka i forhold til første kvartal 2010. Dette er ein konsekvens av den låge prisen standarvariabelkontraktane hadde i forhold til marknadspriskontraktane i første kvartal. Gjennomsnittsprisen for standardvariabelkontrakt var høgare for dette kvartalet enn for andre kvartal i 2009. Dei 1-årige og 3-årige fastpriskontraktane hadde ein gjennomsnittleg oppgang frå første kvartal på høvesvis 1,6 øre/kWh og 0,6 øre kWh slik at dei andre kvartal hadde ein snittpris på 52,2 og 51,3 øre/kWh.

1.1 Ressursgrunnlaget

Mindre tilsig enn normalt i Noreg

I andre kvartal 2010 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 43,3 TWh som er 9,4 TWh mindre enn normalt og 3,9 TWh mindre enn i andre kvartal 2009.

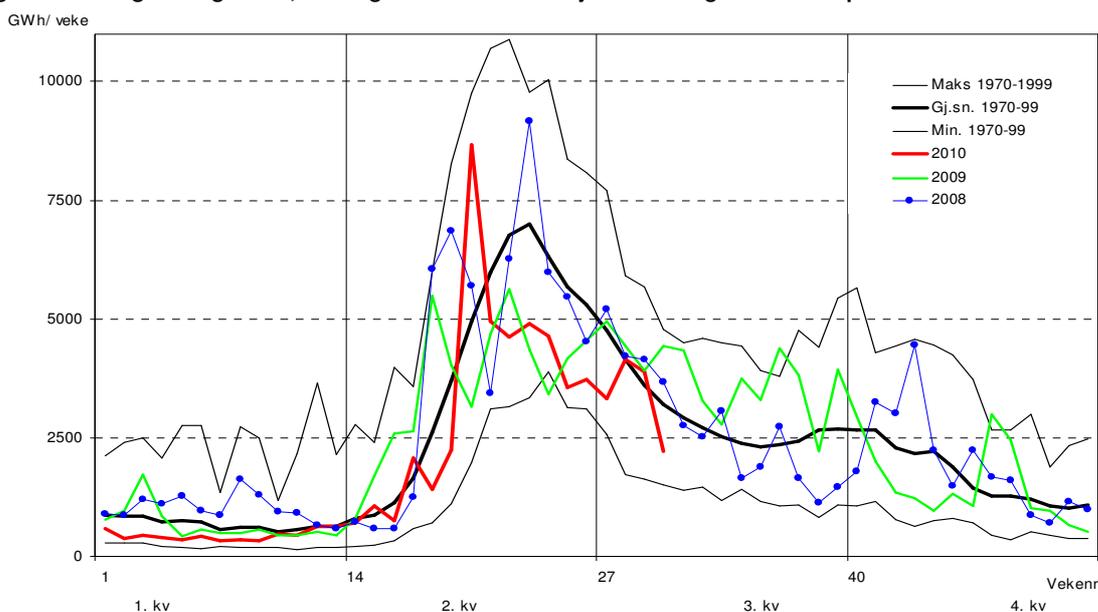
I første halvår har tilsiget vore 49,1 TWh. Det er 12,5 TWh mindre enn normalt, og nesten 7 TWh mindre enn i same periode i 2009.

Resurstilgang TWh	2.kv. 2010	Avvik frå normalt	Siste 12 månader	Avvik frå normalt
Tilsig Noreg	43,3	- 9,4	118,1	- 4,4
Nedbør Noreg	20,6	0,0	108	- 14,5
Tilsig Sverige	33,8	4,6	72,3	10,0
Snø Noreg		Utgangen av 2. kv. 2010 - 75 %		Utgangen av 2. kv. 2009 - 50 %

Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 118,1 TWh, eller 4,4 TWh mindre enn normalt. Dei siste 24 månadene har tilsiget vore nesten 236 TWh eller vel 9 TWh mindre enn normalt.

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. April var mild i heile landet, men lite snø mange stader førte likevel til tilsig under normalt. Etter ein kald periode i starten av mai vart det mildare rundt midten av månaden, og dette saman med regn ga fart i smeltinga også i fjellet. Tilsiget kulminerte midt i mai (veke 20) med 8,7 TWh. I resten av kvartalet var tilsiget under normalt. Årsaka til dette var lite snø.

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

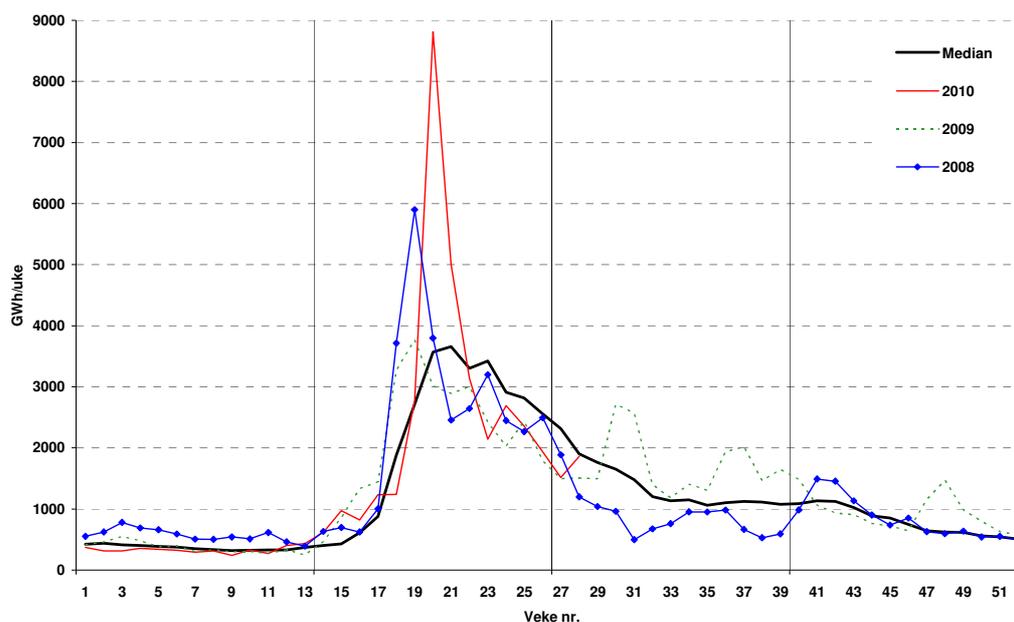


Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 33,8 TWh i andre kvartal 2010, eller 4,6 TWh meir enn normalt og 5,0 TWh meir enn i andre kvartal 2009. I første halvår har tilsiget vore 38,0 TWh. Det er vel 4 TWh over normalt og 4,6 TWh høgare enn i same periode i 2009.

Dei siste 12 månadene har tilsiget til dei svenske kraftmagasina vore 72,3 TWh. Det er 10 TWh meir enn normalt og 16,1 TWh meir enn i tilsvarande periode eit år tidlegare. Dei siste to åra har tilsiget vore 128,5 TWh. Det er nesten 4 TWh meir enn normalt.

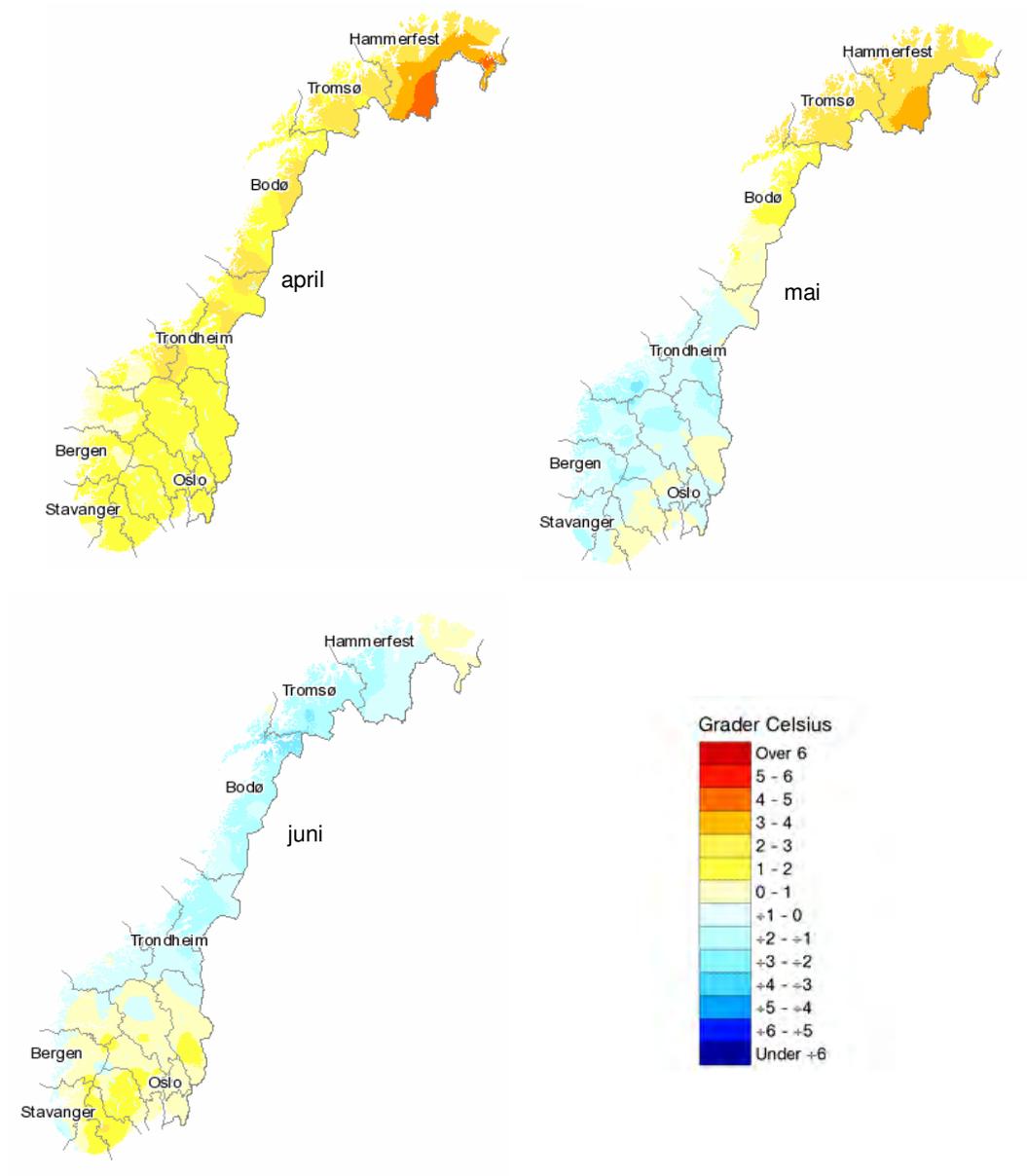
Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2008, 2009 og 2010. GWh/veke. Kjelde: Svensk energi



Temperatur

April var mild i heile landet. Dei største avvika fekk ein i Finnmark med temperaturar om lag 3 grader over normalt. Også mai var mild i Nord-Noreg, medan det i Sør-Noreg var temperaturar under normalt. Omkring midten av månaden var det ein periode med temperaturar som normalt eller over i heile landet. I juni var biletet omvendt. Kaldare enn normalt i nord, medan det var opp mot 2 grader varmare enn normalt på Sørlandet.

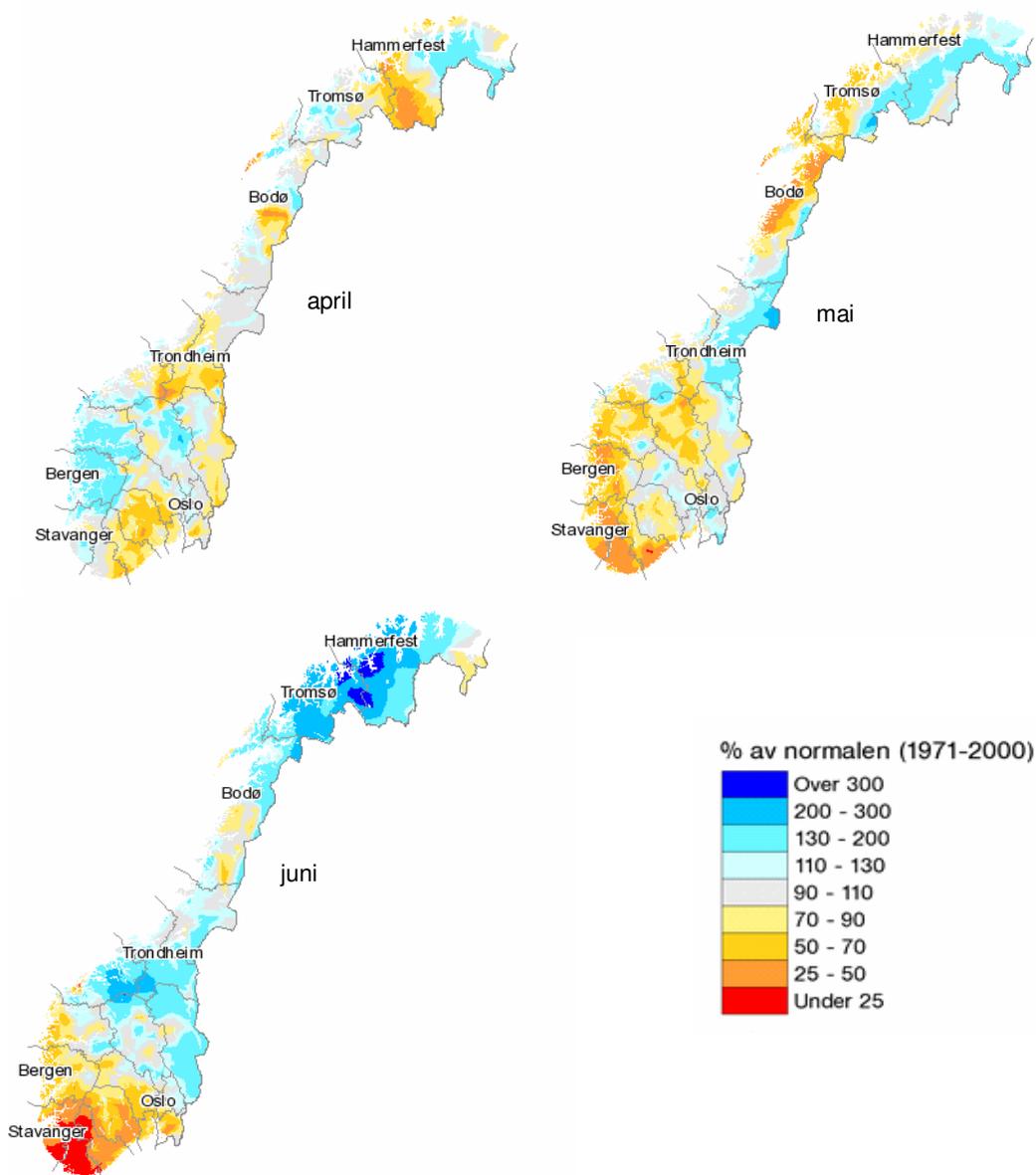
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C fra normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2010. Kjelde: NVE og met.no



Nedbør

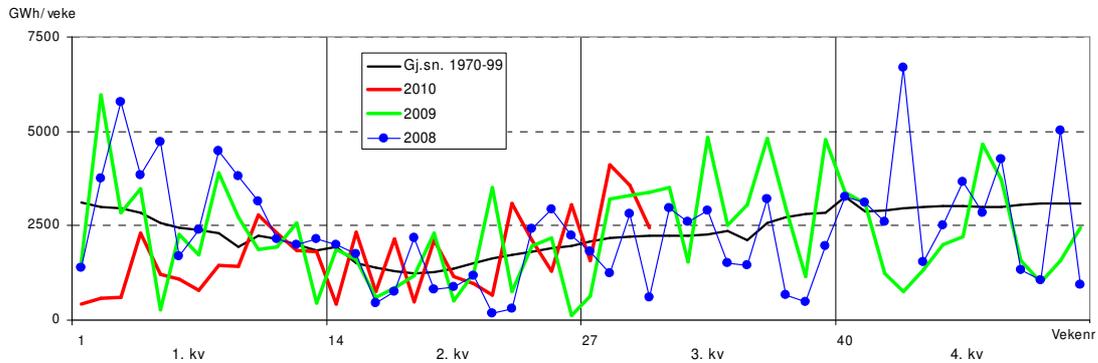
Noreg fekk omlag normal nedbør både i april og mai. På Vestlandet var det ein nedbørfattig vinter. I april derimot kom det relativt rikeleg med nedbør. Ullensvang i Hardanger sette i april ny nedbørrekord med nesten 100 mm. Her har ein målingar tilbake til 1963. I mai kom det meir nedbør enn normalt i Nord-Noreg. I Sør-Noreg var det store lokale variasjonar grunna kraftige lokale regnbyer, men dei fleste stadene kom det mindre nedbør enn normalt. Juni var for landet sett under eitt rik på nedbør. Mest nedbør fekk Eide på Nord-Møre med 226 mm. På Sør-Vestlandet var det svært tørt. Til dømes kom det ikkje meir enn 4,3 mm på Lista Fyr. Dette er den minste juninedbøren som er målt der på nesten 150 år.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2010. Kjelde: NVE og met.no



Rekna i nedbørene energi kom det i andre kvartal nesten 21 TWh, eller omtrent som normalt. Dei siste 12 månadene har det kome 108 TWh. Det er 14,5 TWh mindre enn normalt.

Figur 1.1.5 Berekna nedbørene energi i 2008, 2009 og 2010. GWh/veke. Kjelde: NVE

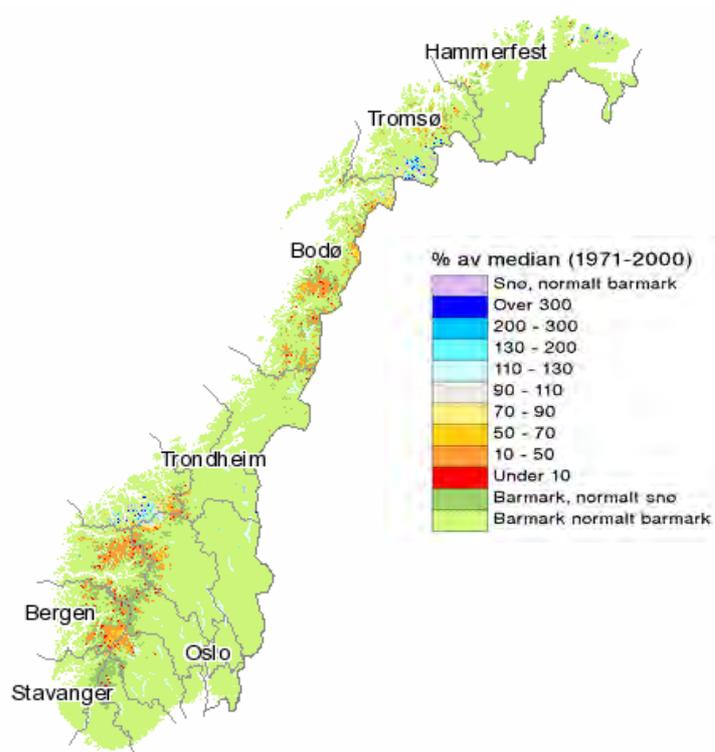


Snø

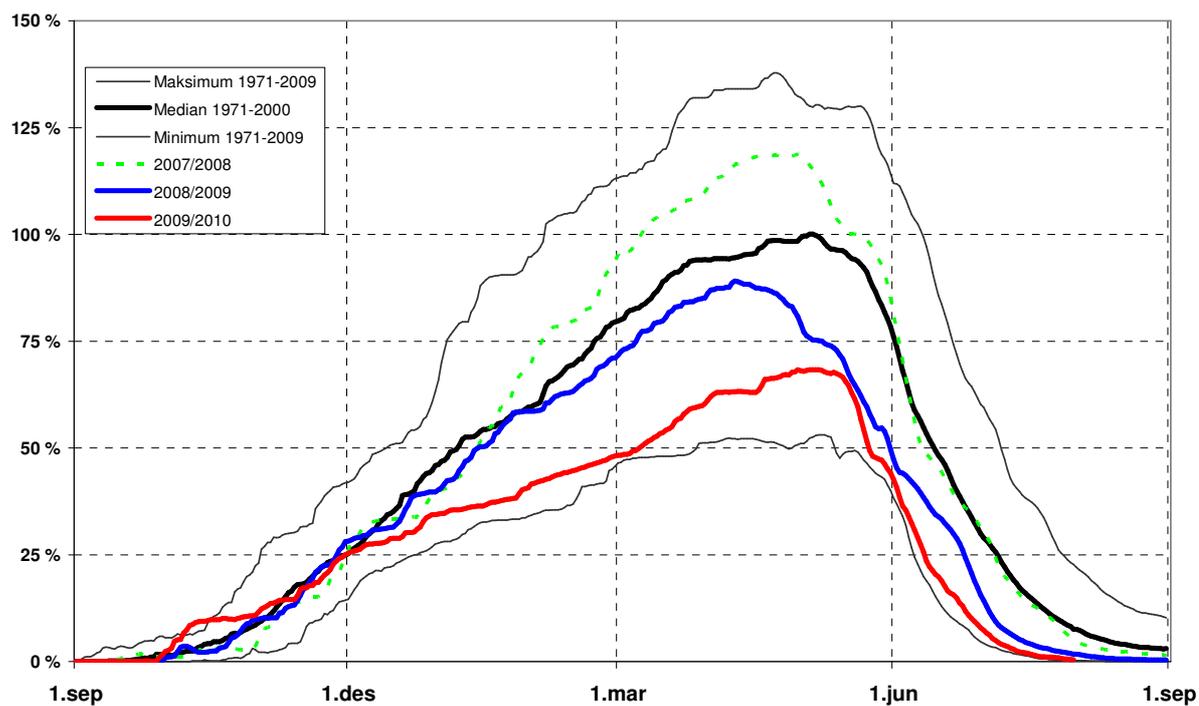
Snøsituasjonen ved utgangen av andre kvartal 2010 er vist i figur 1.1.6. Ved utgangen av juni var det i fjellområda mindre snø enn normalt. Fleire stader var det bar mark der det vanlegvis ligg noko snø på denne tida. Dette er markert med ein mørk grønn farge på kartet. I høve til normalt var det om lag 25 prosent av normale snømengder ved utgangen av juni.

I figur 1.1.7 er utviklinga av snømagasinet gjennom året vist. Berekningane er basert på snøkarta som ligg på portalen www.seNorge.no. Alle areala som drenerer til norske vasskraftmagasin er med i berekningane. I år kulminerte snømagasinet i overgangen april/mai med i underkant av 70 prosent av normalt. Dette er det nest lågaste snømagasinet sidan 1971. Berre 1996 hadde eit lågare snømagasin. Da kulminerte det med noko over 50 prosent av normalt.

Figur 1.1.6 Snømengd 30. juni 2010 i prosent av median 1971- 2000. Kjelde NVE og met.no.



Figur 1.1.7 Utviklinga av snømagasinet vintrane 2007/08, 2008/09 og 2009/10 i prosent av median kulminasjon for perioden 1971 - 2000. Kjelde NVE og met.no



Grunn- og markvatn

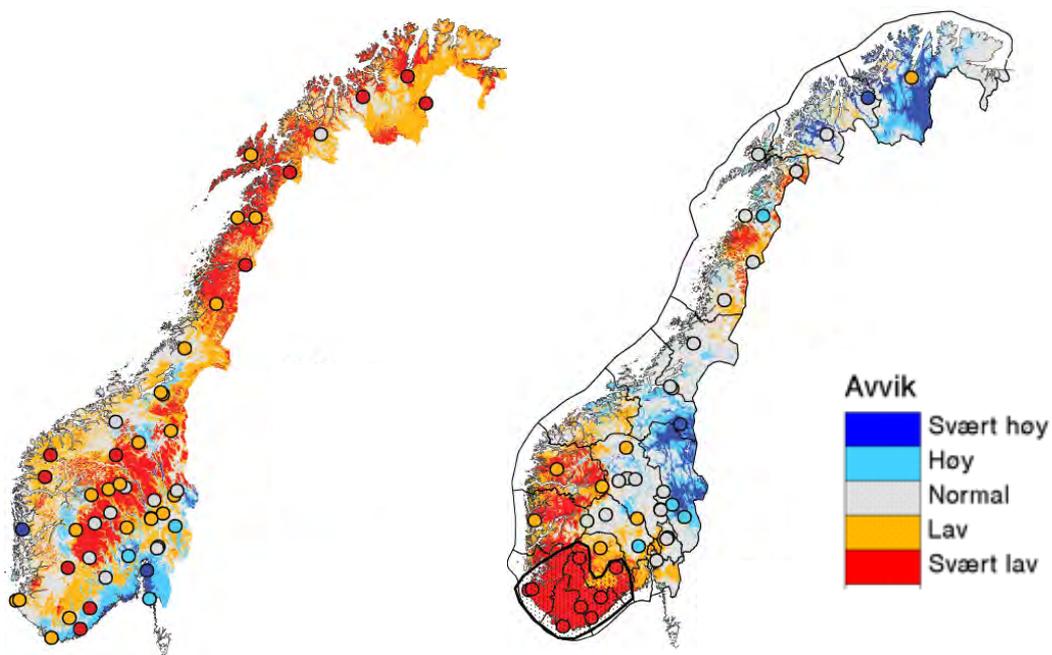
Grunnvasstand i høve til normalt ved utgangen av første og andre kvartal 2010 er vist i figur 1.1.8. Karta viser grunnvasstand ved starten og slutten av andre kvartal. Fargane i karta er basert på berekningar med ein vassbalansemodell (HBV), medan sirklane viser observasjonar.

Ved starten av kvartalet var det lågare grunnvasstand enn normalt fleire stader i fjellet i Sør-Noreg og i Nord-Noreg. Ein mild marsmånad med tidleg snøsmelting førte til at enkelte stader i låglandet i Sør-Noreg hadde høgare grunnvasstand enn normalt.

Etter ein nedbørfattig vinter på Sørlandet og i Rogaland haldt det fram med lite nedbør også utover våren og forsommaren. Her har ikkje grunnvasstanden i starten av juli vore lågare på 25 – 30 år. Enkelte stader på Austlandet og i Finnmark har ein nedbørrik juni medverka til høgare grunnvasstand enn normalt. I resten av landet er det meir normale tilhøve ved utgangen av andre kvartal.

Berekingar for markvatn ved utgangen av andre kvartal syner same tendensar som for grunnvatn. Tørrare enn normalt på Sørlandet, og fuktigare enn normalt nordaust på Austlandet og i delar av Nord-Noreg. Elles i landet er det meir normale tilhøve.

Figur 1.1.8 Grunnvasstand 1. april 2010 (venstre) og 1. juli 2010 (høgre) klassifisert som avvik i høve til normalt for perioden 1990 - 2008. Kjelde NVE.



Tilsiget våren/sommaren 2010

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 summen av snømagasina til dei norske vasskraftmagasina og historiske data for tilsig, samt ei vurdering av situasjonen i grunn- og markvatnet. Snømagasinet vart berekna ut frå NVEs landsdekkjande snøkart. Denne analysen ga eit venta tilsig, under ein føresetnad om gjennomsnittlege nedbørtilhøve i smeltesesongen, på om lag 13 TWh under normalt. Ei analyse av også mark- og grunnvasstilhøva gjorde at ein totalt venta eit underskot på opp mot 15 – 20 TWh i smeltesesongen. Analysen hadde eit slingringsmonn på om lag ± 10 TWh, først og fremst grunna uvisse om vêret utover sommaren.

Nedbørenergien i veke 14 til 30 har i år vore om lag 32 TWh, eller 3 TWh over normalt. Tilsiget i perioden har vore 57 TWh eller om lag 11 TWh mindre enn normalt. Dette harmonerer såleis godt med prognosane våre .

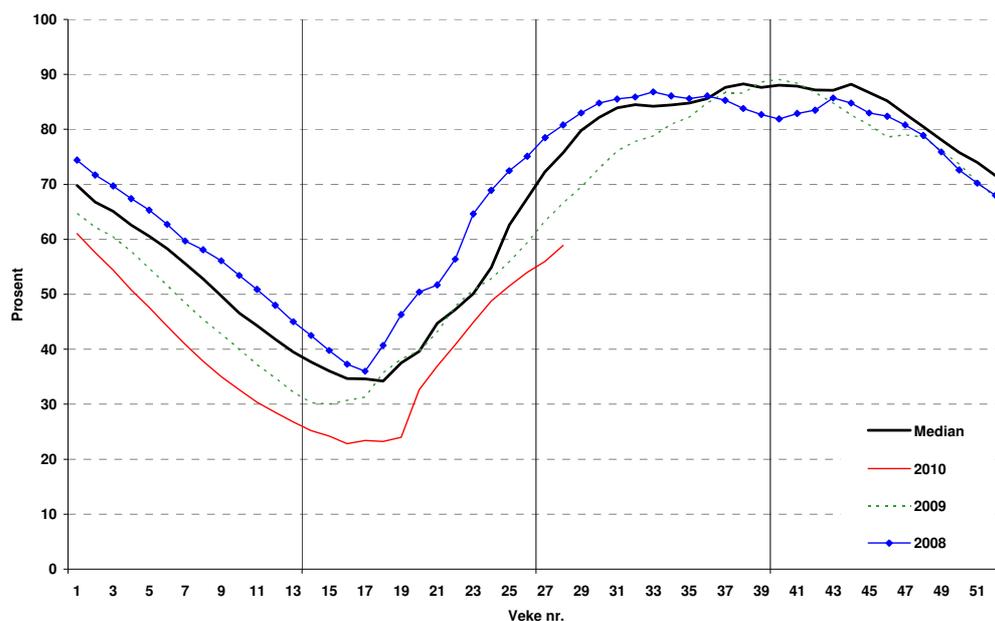
1.2 Magasinutviklinga

Lite snø ga magasinfylfing godt under normalt

Ved inngangen til andre kvartal 2010 var fyllingsgraden 26,8 prosent. Det er 12,7 prosentteiningar under det normale¹ for årstida og 5,4 prosentteiningar lågare enn til same tid i 2009. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i slutten av april (utgangen av veke 16) med 22,8 prosent. Varmt vær med sterk snøsmelting i slutten av mai førte til større auke i magasinfylfinga enn normalt fram til midten av juni. Lite snø i fjellet ga tilsig under normalt i resten av kvartalet og igjen aukande avstand til normalen. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 54 prosent, eller 13,5 prosentteiningar under det normale for årstida. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal var 5,4 prosentpoeng lågare enn til same tid i 2009. Det svarar til ei energimengde på 4,6 TWh.

Magasin- fylfing	Fyllingsgrad ved utgangen av 2. kvartal (prosent)			Magasin- kapasitet TWh
	2010	2009	Median	
Noreg	54,0	59,4	67,5	84,3
Sverige	65,1	56,2	71,8	33,8
Finland	71,3	69,2	74,4	5,5

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



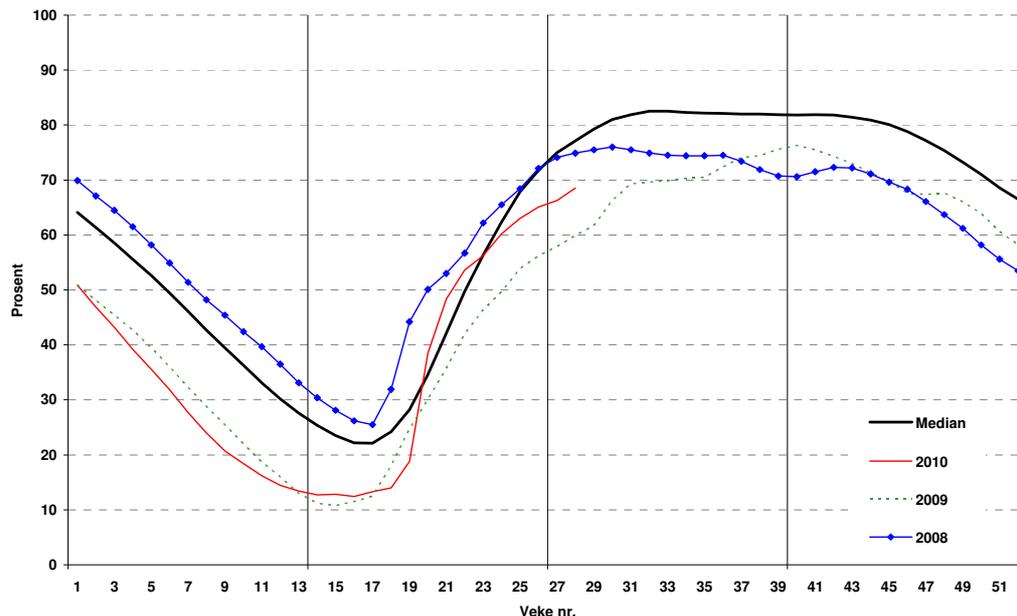
Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved inngangen til andre kvartal 2010 var fyllingsgraden for svenske magasin 13,4 prosent. Det er 14,2 prosent under medianverdien² til same tid. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i veke 16 med 12,4 prosent. Ved utgangen av kvartalet var magasinfylfinga 65,1 prosent, eller 6,7 prosentteiningar under normalt. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal 2010 var 8,9 prosentteiningar høgare enn til same tid i 2009. Det svarar til ei energimengde på 3,0 TWh.

¹ Median for perioden 1990-2007

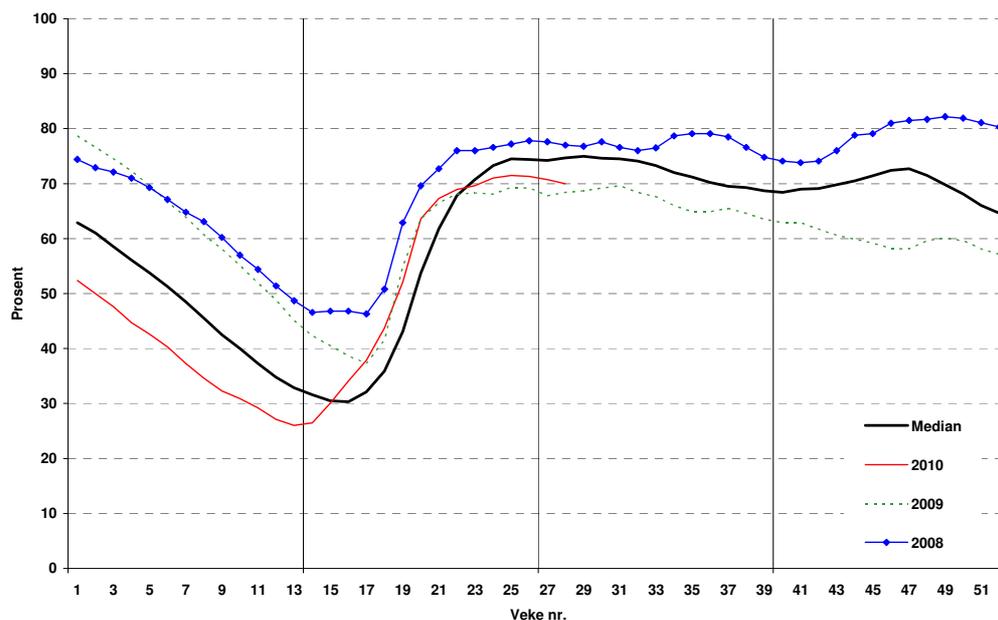
² Middelerdier for perioden 1950-2006.

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



Ved inngangen til andre kvartal 2010 var fyllingsgraden for finske magasin 26,0 prosent. Det er 6,9 prosentepoeng under medianverdien til same tid for perioden 1978-2001, og dette var også årets lågaste fyllingsgrad. Ved utgangen av kvartalet var magasinutfyllinga 71,3 prosent, eller 3,1 prosentepoeng under medianverdien på same tidspunkt. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal 2010 var 2,1 prosentepoeng høgare enn til same tid i 2009. Det svarar til ei energimengde på 0,1 TWh.

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



I sum er det dermed lagra 3,1 TWh meir energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av andre kvartal eit år før. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av andre kvartal i år 71,5 TWh, eller 1,4 TWh mindre enn til same tid i 2009 og 13,8 TWh mindre enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

1.3 Produksjon

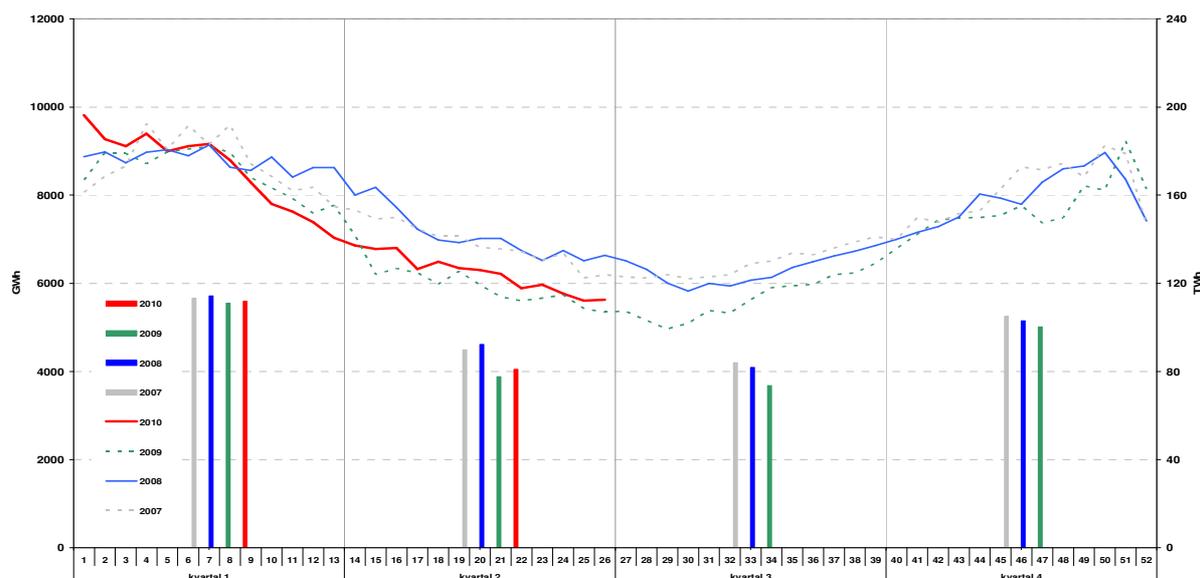
Det vart produsert 81,4 TWh elektrisk kraft i Norden i andre kvartal. Det er 2,6 TWh meir enn i tilsvarende kvartal i fjor. Auka produksjon frå kjernekraftverk og andre termiske kraftverk medverka til at den samla produksjonen vart høgare i andre kvartal i år.

TWh	2.kv. 2010	Endring frå 2.kv. 2009	Siste 52 veker	Endring frå føregåande 52 veker
Noreg	22,7	-15,1 %	128,6	-4,9 %
Sverige	35,2	16,0 %	135,6	0,4 %
Finland	16,3	10,0 %	73,1	1,9 %
Danmark	7,2	4,0 %	34,9	0,1 %
Norden	81,4	3,3 %	372,2	-1,2 %

Vasskraftproduksjonen var lågare enn i same periode i fjor. Det har samanheng med lågare magasinufylling ved inngangen til kvartalet enn i fjor.

Den samla nordiske kraftproduksjonen har vore 372,2 TWh dei siste 52 vekene. Det er 4,7 TWh mindre enn i dei føregåande 52 vekene. Både for 2. kvartal og dei siste 52 vekene auka produksjonen i alle nordiske land unntatt Noreg.

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

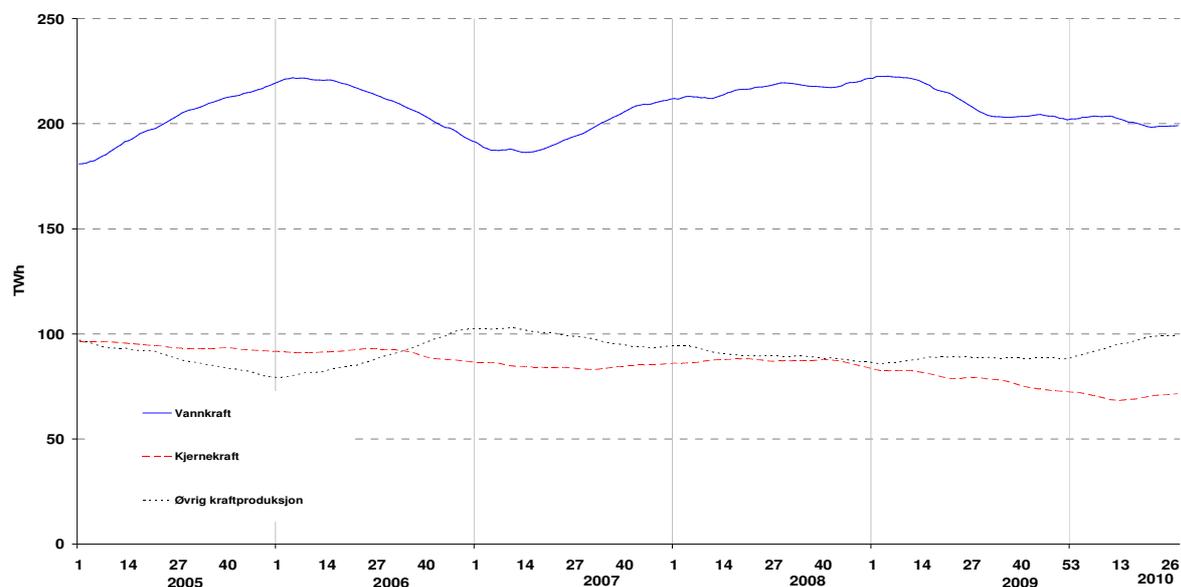


Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for dei siste 52 vekene fordelt på teknologiart. Totalt har det dei siste 52 vekene vore produsert 199,1 TWh vasskraft i Norden. Det er 7,7 TWh mindre enn i dei føregåande 52 vekene. Den nordiske kjernekraftproduksjonen har vore 71,6 TWh dei siste 52 vekene. Det er ein nedgang på 7,8 TWh. Heile nedgangen fann stad i Sverige. Hyppige utfall og utsett oppstartstid ved svenske kjernekraftverk sist haust og vinter forklarar dette. Finsk kjernekraftproduksjon har vore om lag uendra dei siste 52 vekene samanlikna med føregåande 52-vekers periode.

Lågare produksjonsevne- og vilje i det nordiske vass- og kjernekraftsystemet, har medverka til at termisk kraftproduksjon har auka dei siste 52 vekene. Anna nordisk kraftproduksjon, som består av vind- og termisk kraftproduksjon, var 99,2 TWh dei siste 52 vekene. Det er 10,6 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene.

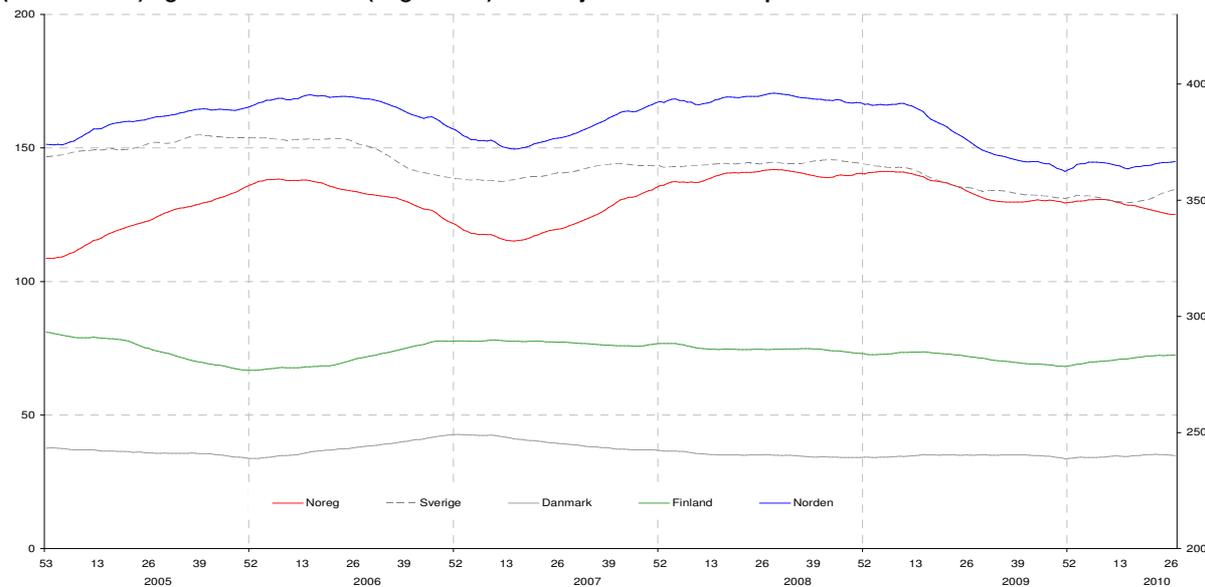
Medan vasskraftproduksjonen har utgjort om lag 54 prosent av den samla kraftproduksjonen i Norden dei siste 52 vekene, har kjerne- og anna kraftproduksjon stått for høvesvis 19 og 27 prosent kvar.

Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2005 – 2010, sum for dei siste 52 vekene, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for dei siste 52 vekene fordelt på land. Produksjonen i Noreg er dominert av vasskraft, og svingingane i den norske kraftproduksjonen følgjer såleis i stor grad svingingane i vasskraftproduksjonen i figur 1.3.2. Utover i andre kvartal for 2010 faller likevel den raude kurva for Noreg i figur 1.3.3, medan den blå vasskraftkurva i figur 1.3.2 er nesten horisontal. Vasskraftproduksjonen i Noreg var lågare i andre kvartal 2010 enn i same periode året før, men den svenske vasskraftproduksjonen var høgare, spesielt i siste halvdel av kvartalet. Nedgangen i vasskraftproduksjonen i Noreg var større enn nedgangen i den nordiske vasskraftproduksjonen.

Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2004 – 2010, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse). TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



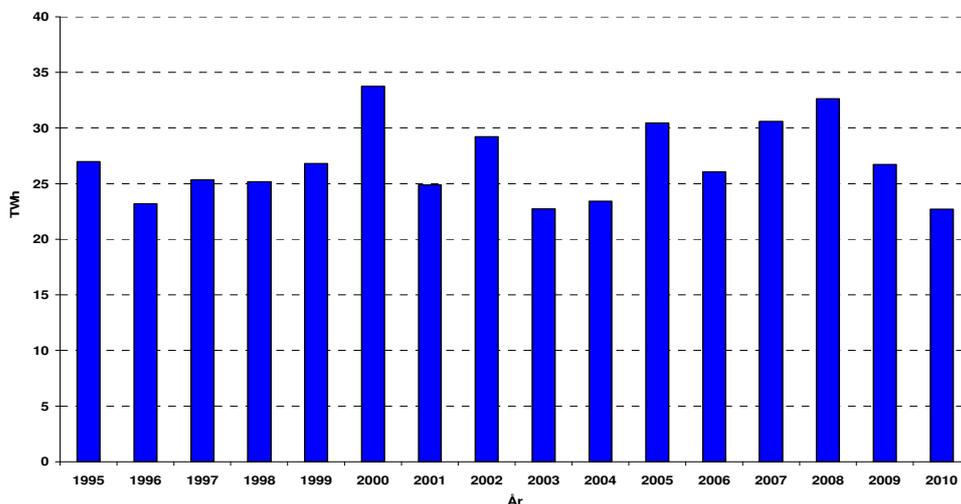
I Sverige utgjer vass- og kjernekraft ein monaleg del av kraftproduksjonen. Auka vass- og kjernekraftproduksjon i Sverige medverka til at den stipla svenske kurva i figur 1.3.3 svingar opp i andre kvartal 2010.

I Danmark og Finland, kor termisk kraftproduksjon er dominerande, er produksjonen meir stabil over tid. Men sidan kraftprisane typisk vil auke i periodar med låge tilsig og vasskraftproduksjon, og låg kjernekraftproduksjon, vil anna termisk kraftproduksjon i slike periodar gjerne auke. I figur 1.3.3 ser vi at kraftproduksjonen fall noko i Danmark og Finland i 2008 og starten av 2009, då det var høg produksjon i Noreg og Sverige. Låg etterspurnad medverka til at produksjonen i alle landa fall i 2009. I 2010 har den termiske produksjonen igjen auka, noko som vi spesielt ser på den stigande, grøne finske kurva i figur 1.3.3.

1.3.1 Noreg – sterk nedgang i produksjonen

Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 22,7 TWh i andre kvartal 2010. Det er ein nedgang på 15,1 prosent frå same periode i fjor. Produksjonen i andre kvartal er litt under produksjonen i same kvartal i 2003, og er den lågaste produksjonen i dette kvartalet for perioden 1995-2010. Nedgangen i produksjonen heng saman med lågt tilsig i andre kvartal 2010 og magasinufylling godt under normalt.

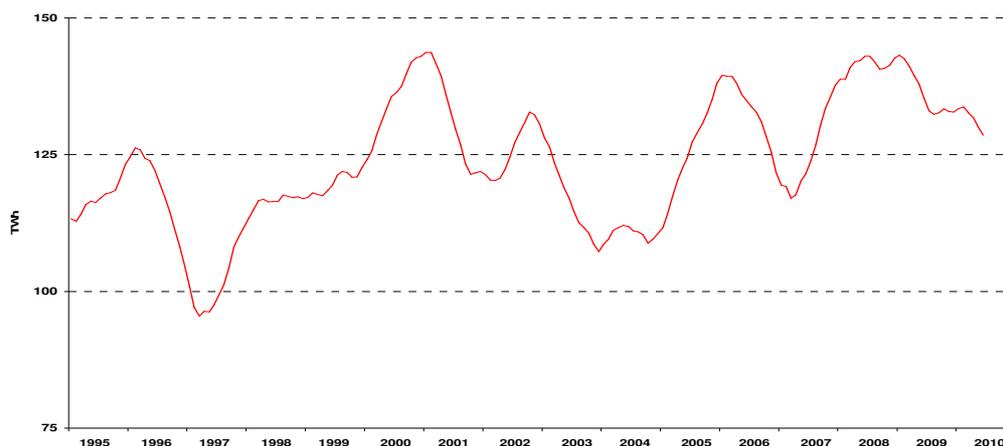
Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i andre kvartal for perioden 1995-2010, TWh. Kjelde: NVE



I første halvår 2010 var produksjonen 61,2 TWh. Det er 4,2 TWh mindre enn i same periode i 2009, dvs. ein nedgang på 6,4 prosent.

Dei siste 12 månadene er det produsert 128,6 TWh elektrisk kraft i Noreg mot 135,2 i tilsvarande periode året før. Det er ein nedgang på 4,9 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er vel 15 TWh lågare enn den høgaste produksjonen for ein 12-månadersperiode (143,7 TWh) og om lag 2 TWh under gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) som er berekna til 130,7 TWh ved utgangen av 2009. Det var først og fremst den låge magasinufyllinga i år som førte til nedgang 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. Tørrvårsperiodane i 1996 og 2002 resulterte i låg produksjon, mens våtåra 2000 og 2005 gav høg produksjon. Tilsigssvikten hausten 2002 var så kraftig at den fikk følgjer for produksjonen heilt fram til utgangen av 2004. På same måte har lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommaren og hausten 2006 ført til låg produksjon, og høgt tilsig i 2008 til høg produksjon.

1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

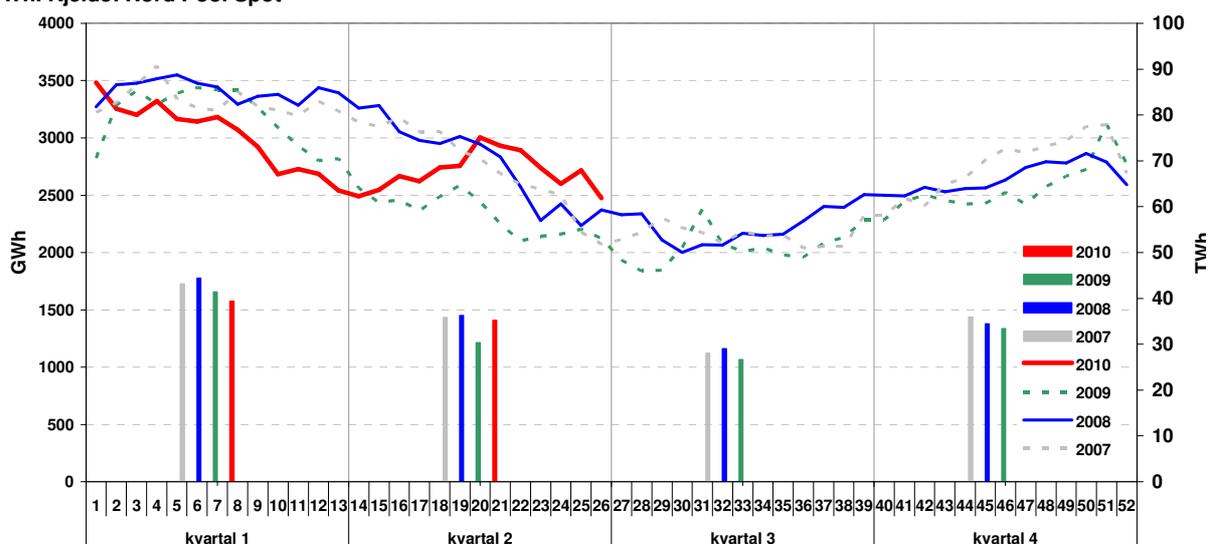
I andre kvartal vart det produsert 35,2 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 4,8 TWh meir enn i same kvartal i fjor. Det var kjernekraftproduksjonen som auka mest, med 2,9 TWh.

Kjernekraftproduksjonen utgjorde 46 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i andre kvartal.

Vasskraftproduksjonen var 1,3 TWh høgare i andre kvartal i år enn i fjor, medan anna kraftproduksjon auka med 0,7 TWh. Høgare tilsig i Sverige i andre kvartal i år enn i fjor medverka til høgare vasskraftproduksjon. Vasskraftproduksjonen utgjorde 42 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige i andre kvartal.

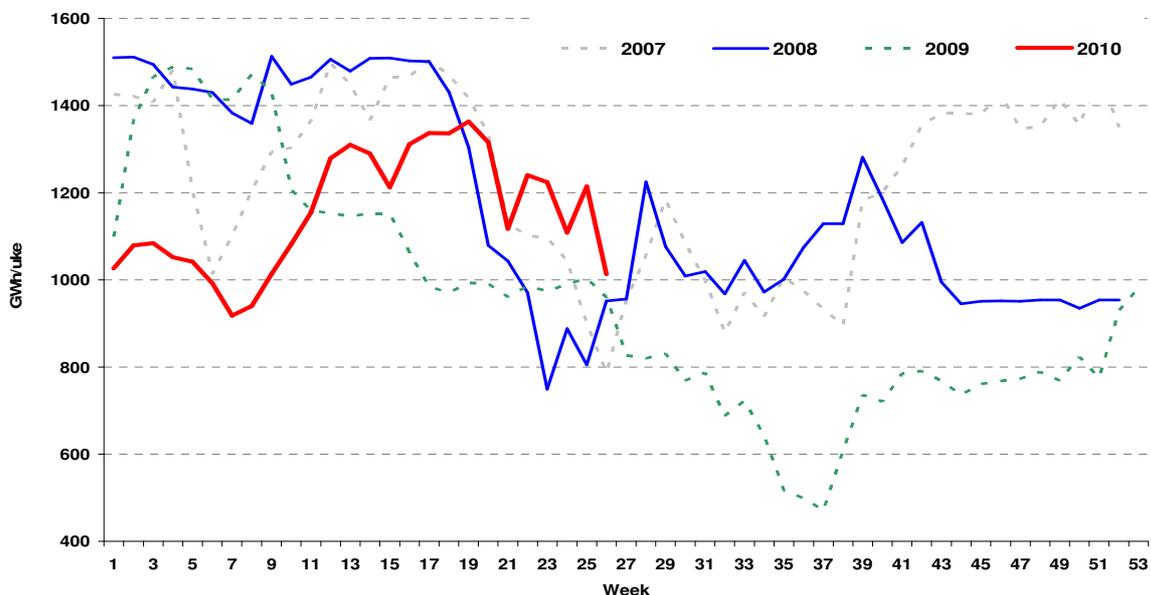
Som nemnt var det i siste halvdel av kvartalet vasskraftproduksjonen auka. Medan den samla kraftproduksjonen i Sverige normalt fall gjennom kvartalet mot sommaren, viser figur 1.3.6 at den faktisk var høgare i siste halvdel av kvartalet enn i første. Dei siste 52 vekene har det vore produsert 135,6 TWh i Sverige. Det er 0,5 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Kjernekraftproduksjonen har falle med 7,8 TWh dei siste 52 vekene samanlikna med førre 52-vekers periode. Vass- og anna kraftproduksjon har auka med høvesvis 4,7 og 3,7 TWh. Høgare tilsig medverka til auka vasskraftproduksjon.

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



Figur 1.3.7 viser den vekesvise produksjonen frå svenske kjernekraftverk dei siste fem 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 produksjonskapasiteten har halde seg låg etter sommaren 2009. Dette skuldast forsinka oppstart etter revisjon samt tekniske problem som har ført til at anlegg har vorte teke ut av drift.

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

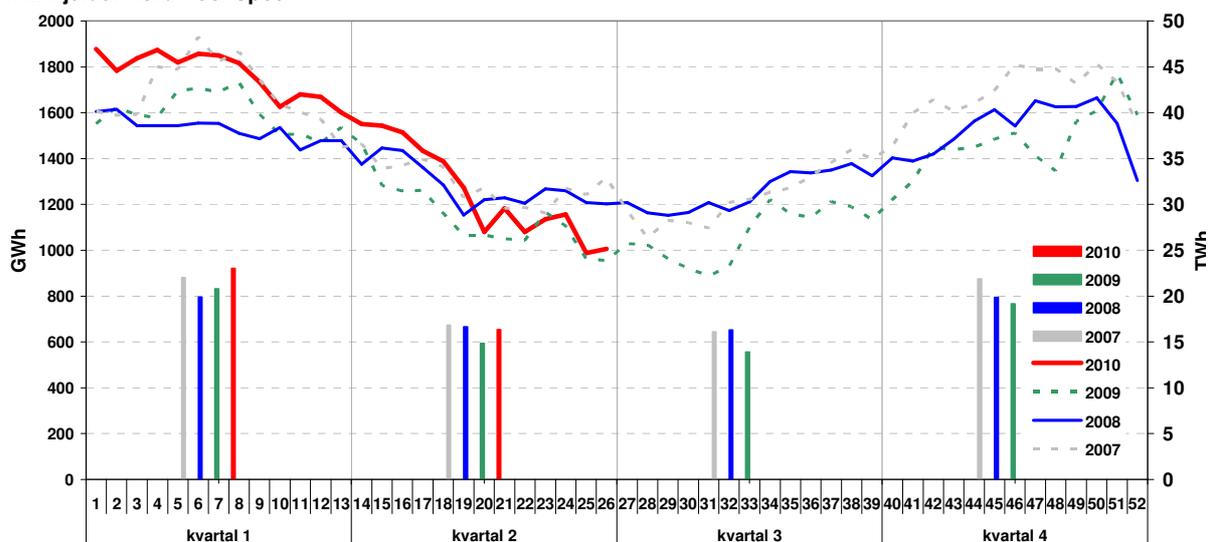


I årets andre kvartal utgjorde den finske kraftproduksjonen 16,3 TWh. Det er ein auke på 1,5 TWh frå tilsvarende kvartal i fjor. Kjernekraftproduksjonen var 0,4 TWh lågare i andre kvartal i år enn i fjor. Vasskraftproduksjonen auka med 0,1 TWh, medan anna kraftproduksjon auka med 1,8 TWh. Høge kraftprisar medverka til auka produksjon i termiske kraftverk.

Medan vass- og kjernekraftproduksjonen utgjorde høvesvis 22 og 30 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland i andre kvartal, utgjorde anna kraftproduksjon 48 prosent. Kategorien anna kraftproduksjon består hovudsakleg av termisk kraftproduksjon.

Dei siste 52 vekene har det vore produsert 73,1 TWh elektrisk kraft i Finland, ein auke på 1,3 TWh frå dei føregåande 52 vekene. Kjernekraftproduksjonen har vore om lag uendra. Vasskraftproduksjonen har falle med 3,5 TWh, medan anna kraftproduksjon har auka med 4,8 TWh.

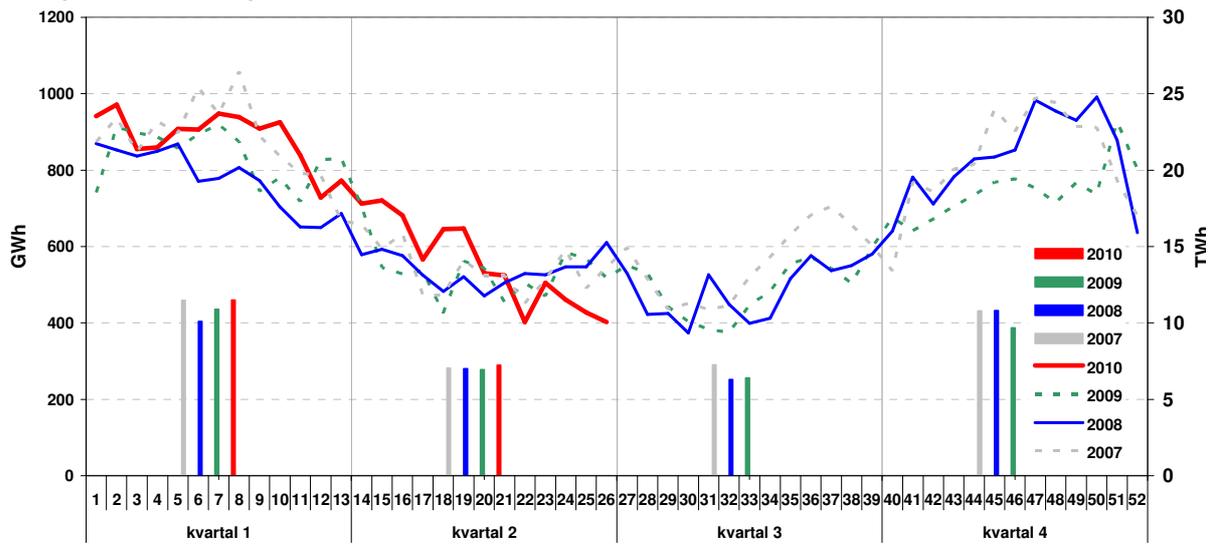
Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2007 – 2010, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



I Danmark vart det produsert 7,2 TWh i andre kvartal 2010. Det er 0,3 TWh meir enn i andre kvartal i fjor. Den danske vindkraftproduksjonen var 1,5 TWh i andre kvartal, ein auke på 0,1 TWh frå same periode i fjor. Den termiske kraftproduksjonen auka med 0,2 TWh til 5,7 TWh. I Danmark er termisk kraftproduksjon i stor grad eit biprodukt av varmeproduksjonen i kraftvarmeverk, og vil difor svinge med behovet for oppvarming.

Dei siste 52 vekene har det vore produsert 34,9 TWh elektrisk kraft i Danmark. Det er uendra frå dei føregåande 52 vekene. Det vart produsert 7,2 TWh vindkraft dei siste 52 vekene, mot 5,2 TWh dei føregåande 52 vekene. Auka vindkraftproduksjon har medverka til å dempe etterspurnaden etter dansk termisk kraftproduksjon.

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



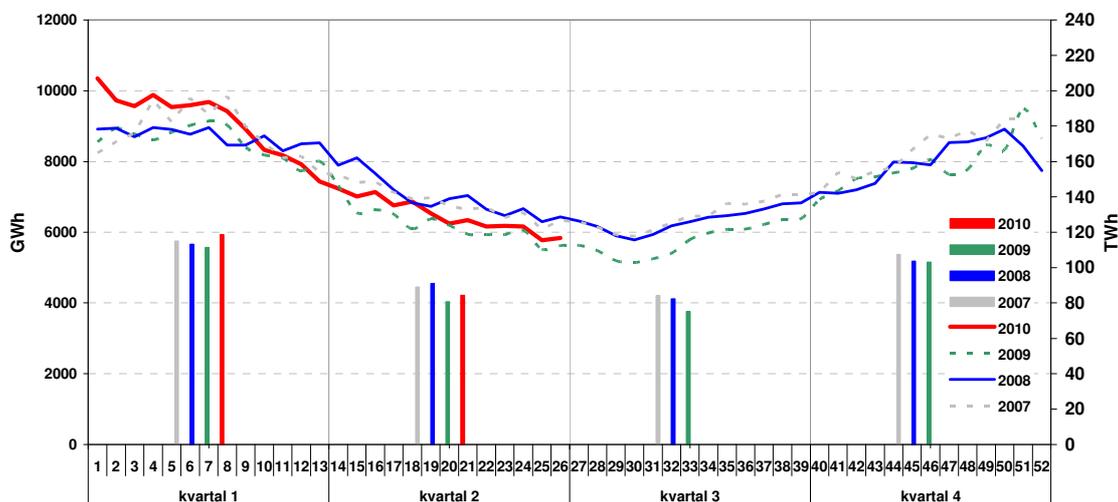
1.4 Forbruk

Det samla nordiske kraftforbruket var 84,8 TWh i andre kvartal i 2010. Det er 3,5 TWh meir enn i same periode i 2009. Forbruket auka i alle dei nordiske landa. Det var små temperaturforskjellar mellom andre kvartal i år og i fjor. Forbruksauken kan ha samanheng med auka aktivitetsnivå i den nordiske økonomien sidan andre kvartal i 2009.

TWh	2.kv. 2010	Endring frå 2.kv. 2009	Siste 52 veker	Endring frå føregåande 52 veker
Noreg	27,4	4,9 %	127,7	1,7 %
Sverige	30,7	4,6 %	140,3	2,1 %
Finland	18,6	4,2 %	83,7	2,6 %
Danmark	8,1	1,1 %	34,7	-1,2 %
Norden	84,8	4,3 %	386,4	1,8 %

Vedvarande kaldt vêt i første kvartal i år medverka til at det nordiske forbruket auka med 6,7 TWh dei siste 52 vekene frå føregåande 52 veker. Samla var forbruket i Norden 386,4 TWh dei siste 52 vekene.

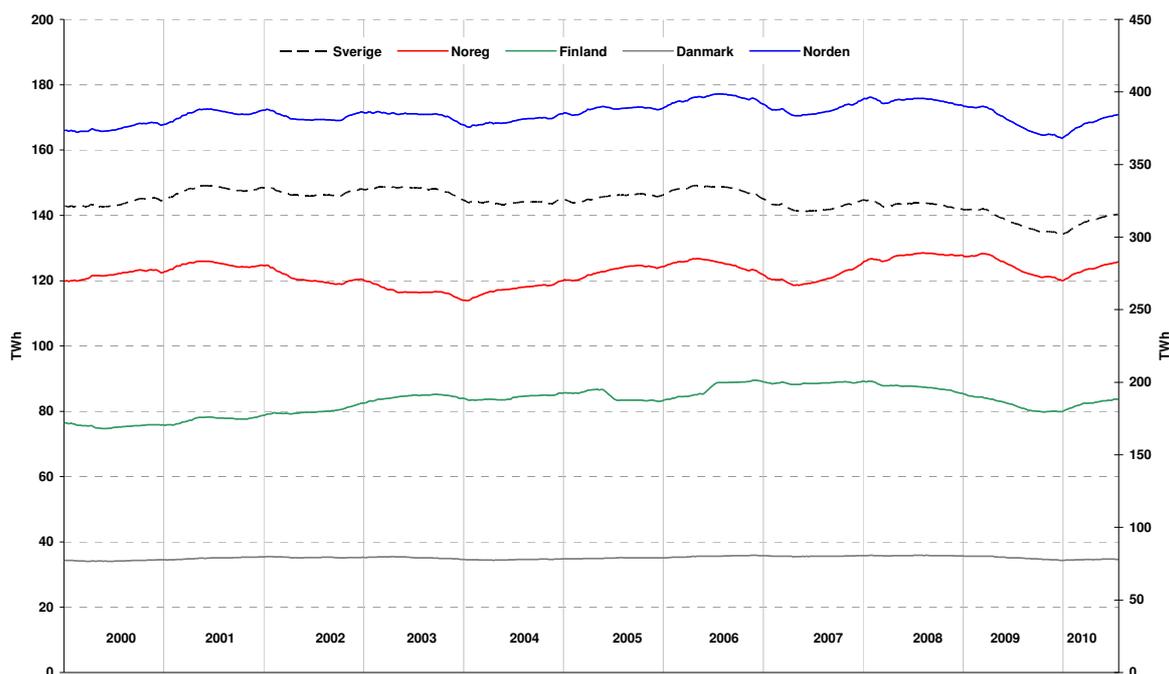
Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for dei siste 52 vekene, fordelt på land. Lågare krafttettspurnad 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 vêtet medverka til det.

Med unntak av Danmark går ein stor del av kraftforbruket i dei nordiske landa til oppvarming. Det danske forbruket er difor mindre temperaturavhengig. Danmark er òg det einaste landet kor kraftforbruket i sum har falle dei siste 52 vekene.

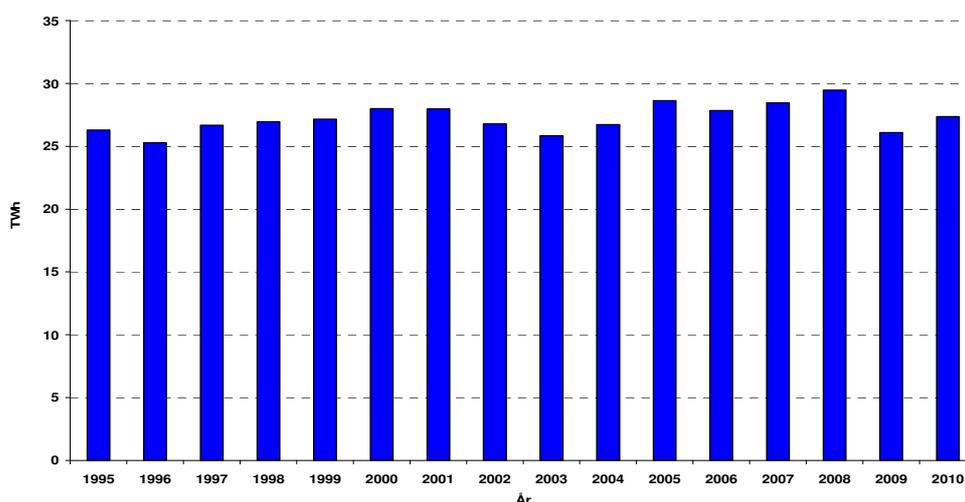
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2010, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.4.1 Noreg – auke i kraftforbruket

Det norske elektrisitetsforbruket var i andre kvartal 27,4 TWh mot 26,1 TWh i same kvartal i 2009. Det er ein auke på 4,9 prosent. Auken heng saman med høgare forbruk i kraftintensiv industri, og at andre kvartal 2010 var kaldare enn same kvartal eit år før. Forbruket i andre kvartal i år er det sjuande høgaste nokosinne.

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

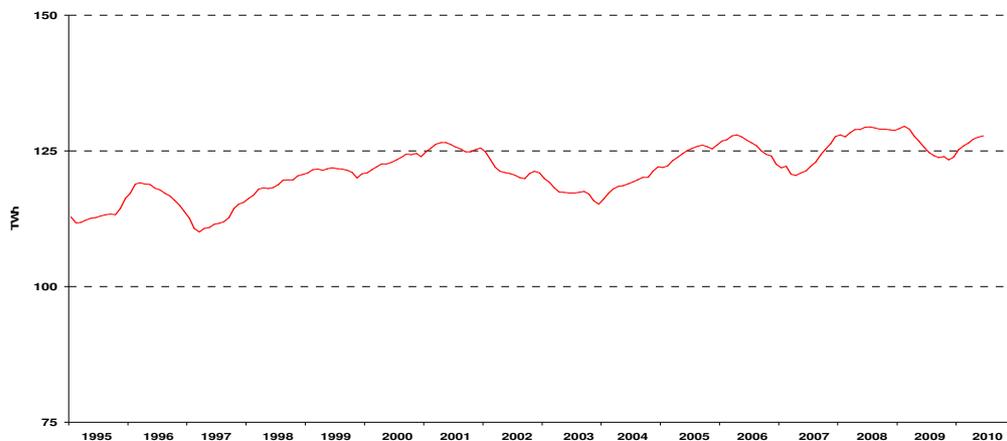


I første halvår 2010 var det norske elektrisitetsforbruket 67,9 TWh. Det er 3,9 TWh høgare en i same periode i 2009, dvs. ein auke på 6,1 prosent. Auken heng mellom anna saman med den uvanleg kalde vinteren i år.

Dei siste 12 månadene har elektrisitetsforbruket vore 127,7 TWh mot 125,6 TWh i same periode eit år før. Det er ein auke på 1,7 prosent. Forbruket dei siste 12 månadene er nesten 2 TWh lågare enn det

høgaste forbruket i ein 12-månadersperiode (129,5 TWh) og 3 TWh lågare enn gjennomsnittleg årsproduksjon.

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

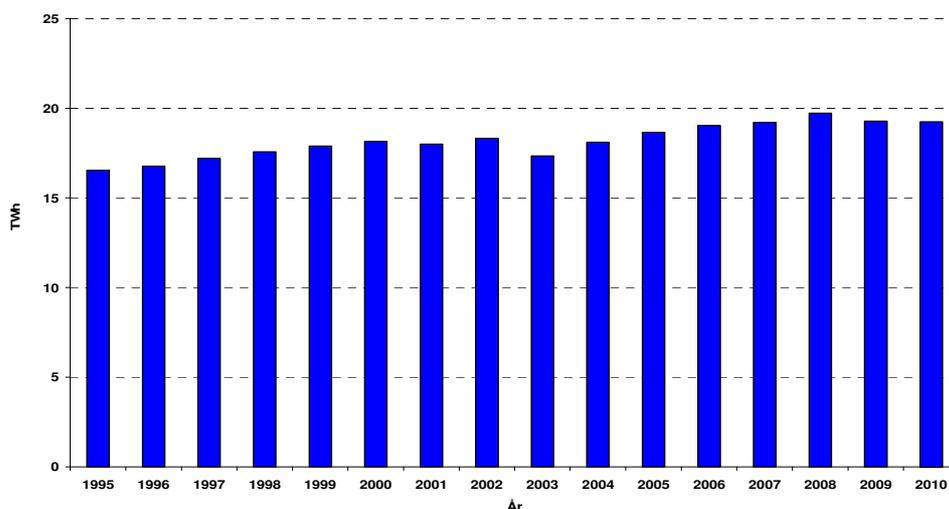


Frå april 2006 falt forbruket i dei siste 12 månadene i forhold til dei 12 føregåande månadene. Frå mai 2007 hadde vi ein samanhengjande vekstperiode som flata ut sommaren 2008. Deretter falt forbruket fram til desember 2009. Hovudårsaka til utflatinga og nedgangen i forbruket er sterkt redusert økonomisk aktivitet grunna fallet i økonomien i verda. I 2010 ser vi igjen vekst i forbruket, noko som heng saman med den kalde vinteren i år.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 19,1 TWh i andre kvartal i år mot 18,3 TWh i same kvartal i 2009. Det er ein auke på 4,3 prosent. I første halvår 2010 var det ein auke på 7,8 prosent og for siste 12-månadersperiode ein auke på 5,4 prosent.

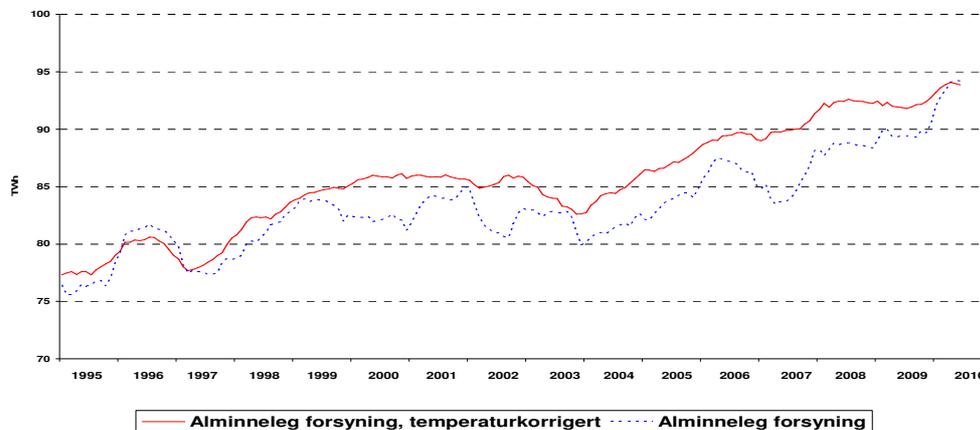
Andre kvartal var betydeleg kaldare enn same kvartal i 2009, men likevel litt varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold vart det alminnelege forbruket 19,2 TWh i andre kvartal 2010 mot 19,3 TWh i tilsvarende kvartal i 2009. Det er ein nedgang på 0,1 prosent. I første halvår 2010 var det ein auke på 2,3 prosent, for siste 12-månadersperiode ein auke på 2,1 prosent.

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



Figuren viser at det temperaturkorrigerede forbruket i alminneleg forsyning i andre kvartal stort sett har auka jamt i heile perioden 2003-2008. I 2009 ser vi ein nedgang i forbruket, noko som først og fremst heng saman med finanskrisa og verknadene av denne. Det temperaturkorrigerede forbruket i alminneleg forsyning i andre kvartal 2010 er likevel det tredje høgaste som er blitt registrert i dette kvartalet.

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



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

Forbruket i kraftintensiv industri var i andre kvartal 10,6 prosent høgare enn i same periode i 2009. I første halvår 2010 var det ein auke på 4,3 prosent.

Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 27,4 TWh referert kraftstasjon. Det er ein nedgang på 8,7 prosent frå same periode eit år før.

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



Kraftforbruket i kraftintensiv industri har sidan hausten 2005 falt grunna mellom anna redusert aktivitet og nedleggingar for delar av industrien. Årsaka til dette er høge kraftprisar og låge produktprisar. Frå hausten 2007 er det igjen auke i denne forbrukssektoren, medan vi i 2009 ser ein

sterk nedgang. Ein viktig forklaring på nedgangen finn vi i det kraftige fallet i økonomien i verda. I 2010 ser vi ein auke i forbruket.

Forbruket av kraft til elektrokjellar var i andre kvartal uendra jamført med tilsvarende kvartal i 2009.

I første halvår var det ein nedgang på 2,6 prosent. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 3,9 TWh som er 0,9 prosent lågare enn i same periode eit år før. Forbruket dei siste 12 månadene er om lag 65 prosent av kva det var i 1995 og 2000. I begge desse åra kom forbruket opp i ca 6 TWh.

Frå hausten 2008 falt oljeprisen kraftig, og etter dette låg den på eit lavt nivå fram til sommaren 2009. Kraftprisane falt også i denne perioden, men relativt sett ikkje så mykje som oljeprisen. Dette antar vi er hovudårsaka til nedgangen i kraftforbruket til elektrokjellar i denne perioden. Den siste tida har både oljeprisen og kraftprisane lege på eit forholdsvis høgt nivå, noko som har ført til ei utflating i forbruket.

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



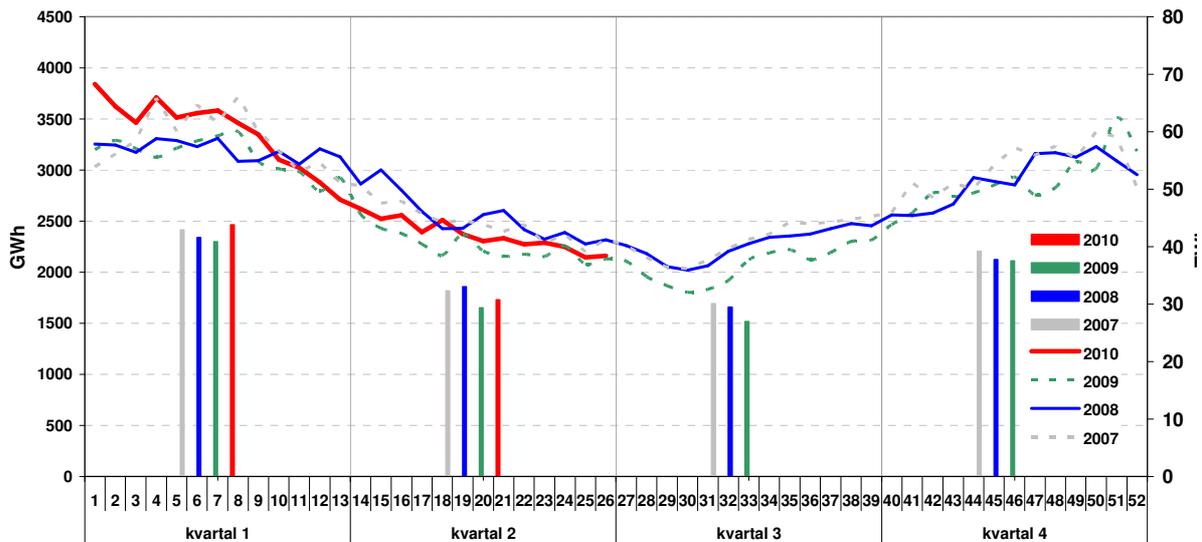
Ut frå figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjellar i perioden 1995-2010 er frå rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å krevje ein høgare pris for å kople ut enn det som er observert i same periode.

1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket var 30,7 TWh i andre kvartal. Det er 1,4 TWh meir enn i andre kvartal i fjor. Korrigert for temperaturar var auken 1,0 TWh, i følgje Svensk Energis temperaturkorrigerede forbrukstal.

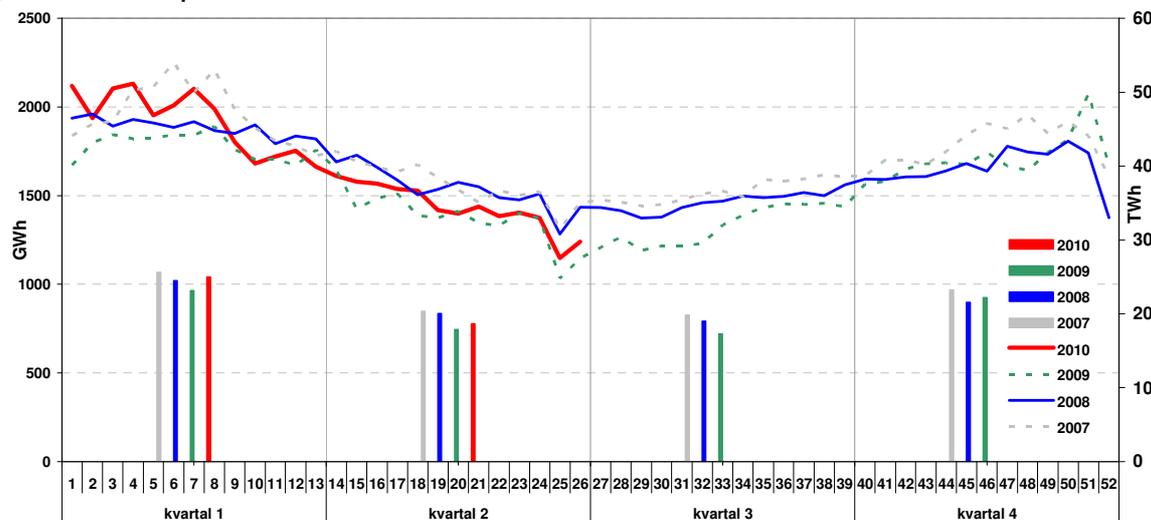
Det svenske kraftforbruket har dei siste 52 vekene vore 140,3 TWh. Det er 2,9 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Korrigert for temperaturar har det ikkje desto mindre vore ein nedgang i kraftforbruket i Sverige på 1,4 TWh dei siste 52 vekene samanlikna med dei føregåande 52 vekene. Det kalde vêret i vinter har altså bidrege til at det faktiske kraftforbruket dei siste 52 vekene har vore høgare enn dei føregåande 52 vekene i Sverige.

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



Det finske kraftforbruket var 18,6 TWh i årets andre kvartal, noko som er 0,8 TWh meir enn i same periode i fjor. Dei siste 52 vekene har det finske forbruket vore 83,7 TWh. Det er 2,1 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Ôg i Finland medverka dei låge temperaturane i vinter til auka kraftforbruk.

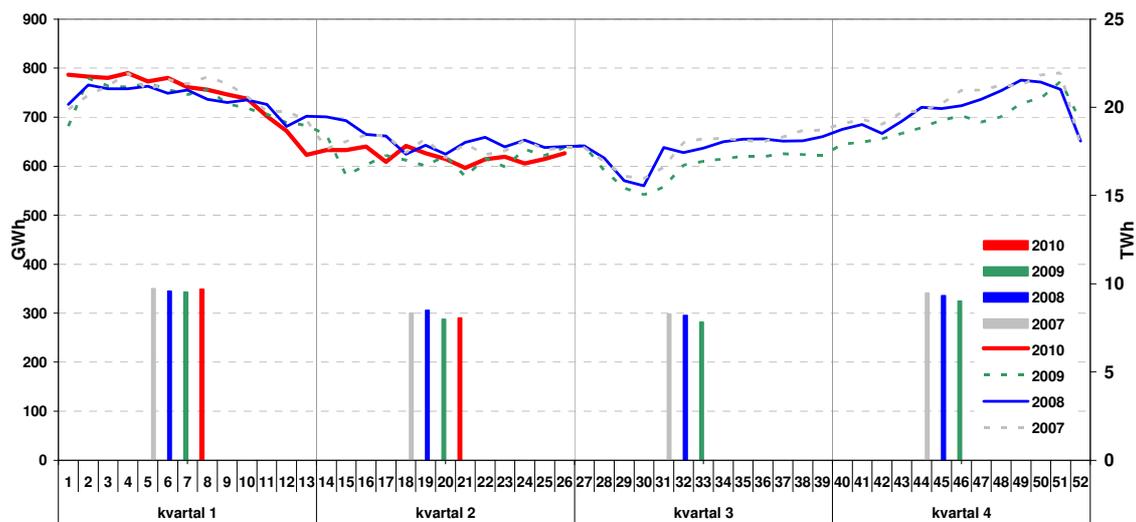
Figur 1.4.10 Finsk forbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Kraftforbruket i Danmark var 8,1 TWh i andre kvartal i år. Det er 0,1 TWh meir enn i andre kvartal i fjor, og fordelte seg med 4,9 og 3,2 TWh på høvesvis Jylland og Sjælland. Det var ein liten auke i forbruket på Jylland og ein enda mindre nedgang i forbruket på Sjælland.

Dei siste 52 vekene har det danske kraftforbruket vore 34,7 TWh. Det er 0,4 TWh mindre enn i dei føregåande 52 vekene. Forbruket på Jylland har vore 20,4 TWh, medan det på Sjælland har vore 14,2 TWh dei siste 52 vekene. Forbruket har falle med 0,3 og 0,1 TWh på høvesvis Jylland og Sjælland dei siste 52 vekene samanlikna med dei 52 føregåande vekene.

Figur 1.4.10 Dansk forbrug, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, højre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.5 Andre energiberarar i Noreg

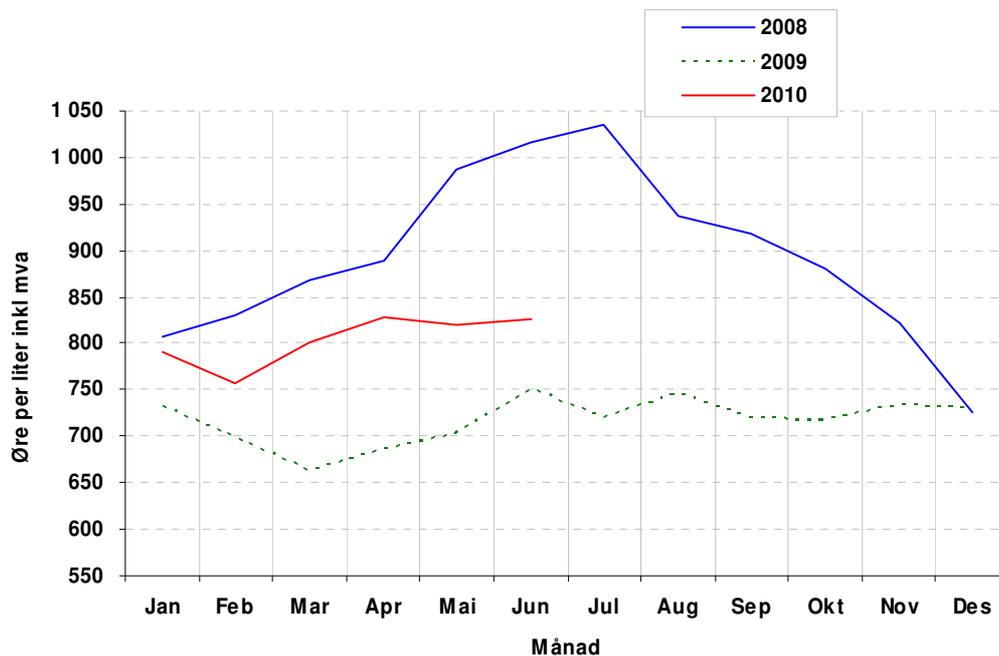
I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energiberarar til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har aukande utbreiing. For andre energiberarar enn elektrisitet finst ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salstal for petroleumsprodukt kan nyttast som ein indikator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

Fyringsoljar

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

Gjennomsnittspris³ på lett fyringsolje har i andre kvartal 2010 vore om lag 16 prosent høgare enn for same periode i fjor. Grafen under viser at prisen heldt seg relativt stabilt i 2009, før den steig ved inngangen av 2010 og for deretter å flate ut.

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

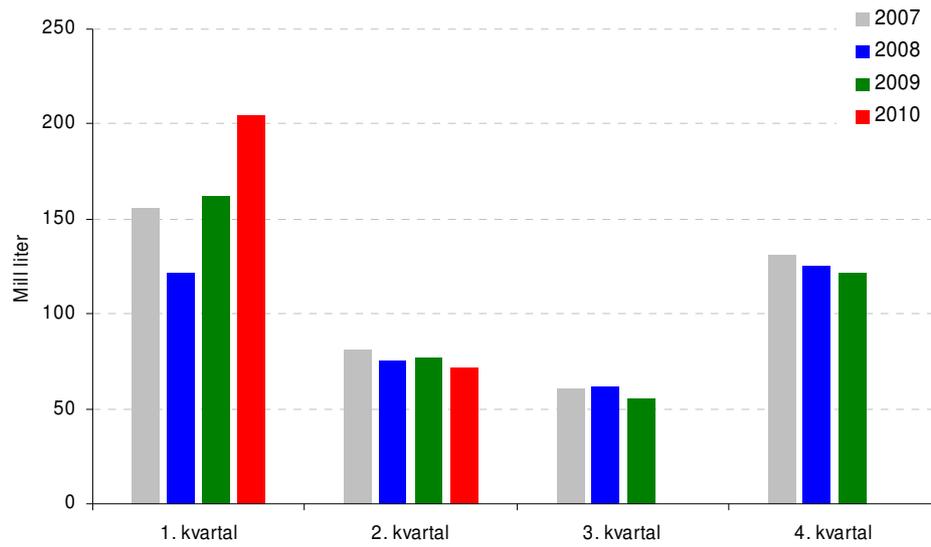


Figuren under viser at det i andre kvartal 2010 blei seld 72 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentlig

³ Prisene er berekna frå SSBs sin konsumprisindeks. For fyringsolje er det levering av olje med standard kvalitet frå oljeselskapa til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medregna dropp tillegg, kjøret tillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane reknast eit veid gjennomsnitt.

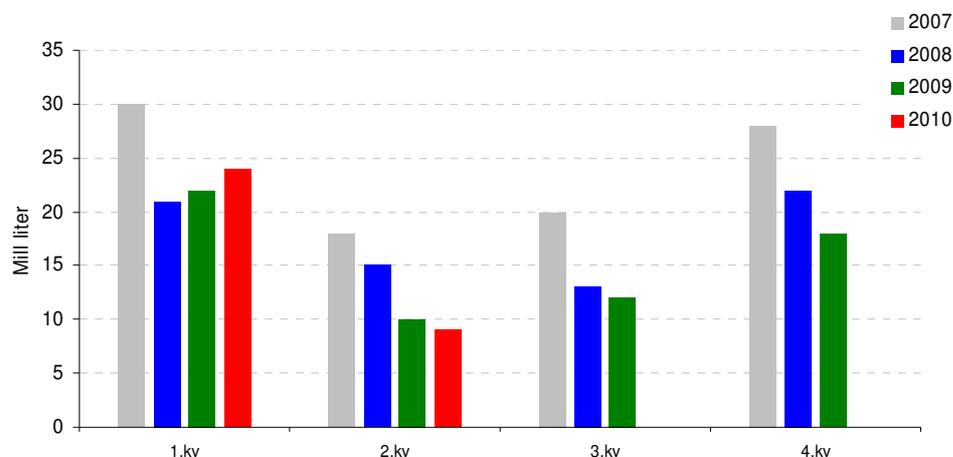
verksemd). Dette er ein nedgang på seks prosent frå andre kvartal 2009, og fire prosent frå andre kvartal 2008. Nedgangen i salet skjedde innanfor gruppa industri , bergverk og kraftforsyning. Salet til de to andre gruppene er stabilt.

Figur 1.5.2 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v, og offentleg verksemd, 2007-2010. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I andre kvartal 2010 blei det seld 9 millionar liter fyringsparafin mot 10 millionar liter i andre kvartal 2009, og 15 millionar i andre kvartal 2008. Det er ei nedgang 10 prosent i forhold til same kvartal i fjor. Det er mulig at nedgangen i salet kan sjåast i samanheng med ein varm april månad.

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



Ved

Tall frå SSB 2009 viser at bruk av ved i norske bustadar og fritidsbustadar gjekk opp med 9 prosent i 2009, til 1,57 millionar tonn. Om lag 1,36 millionar tonn blei brunne i bustadar, og i underkant av 206 000 tonn i fritidsbustadar. Til saman utgjør dette eit teoretisk energiinnhald på ca 7,3 TWh, og nyttegjort energi på ca 3,9 TWh. Nye reintbrennande omnar gjer at hushalda får nyttegjort opp mot 1 TWh ekstra energi av den brende veden i 2009, i forhold til ein situasjon der all veden blei brunne i ”gamle” omnar.

Meir enn 43 prosent av veden blei brunne i reintbrennande omnar i bustadar i 2009. Dette er ein liten nedgang frå 2008, då meir enn 45 prosent blei brunne i reintbrennande omnar. Delen som brennast i reintbrennande omnar er likevel stigande. I 2007 var talet 41 prosent, og i 2006 var det 38 prosent. Bruken av ved i gamle omnar stod for 54 prosent i 2009, dessutan blei 3 prosent brunne i peis.

For fritidsbustadene reknar ein at 28 prosent av veden vart brunne i nye, reintbrennande omnar, 59 prosent i gamle omnar og 13 prosent i peis. Også i denne gruppa var det ein nedgang i delen som blei brunne i nye reintbrennande omnar.

Dersom veden som brennast i reintbrennande omnar i bustadar og fritidsbustadar hadde vore brunne i gamle omnar ville utsleppa av svevestøv vore 16 300 tonn høgare enn dei er i dag.

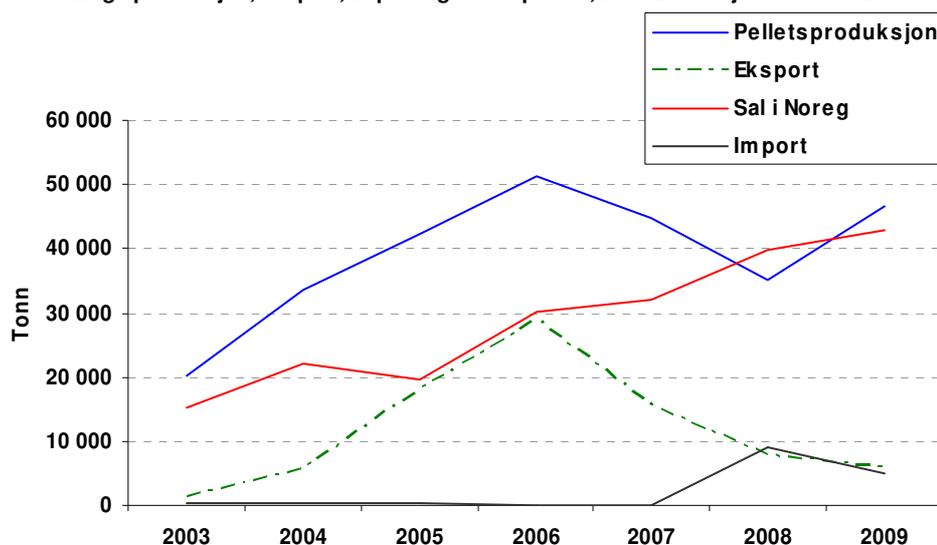
Tala frå SSB viser ein oppgang i bruken av ved frå 2008 til 2009, og at nivået i 2009 låg på det same som i 2006 og 2005.

Anna bioenergi

Tala for anna bioenergi dekkjer produkta pellets og brikettar.

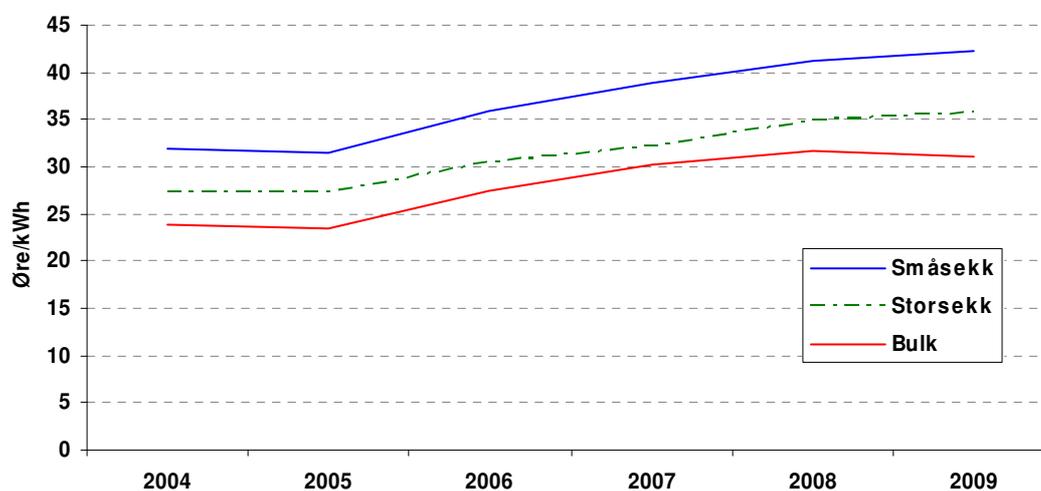
Produksjon av pellets steig i 2009 til 46624 tonn, etter ein markant nedgang frå 2006 til 2008. Det har vore ein auke i forbruk av pellets i Noreg, med eit sal innlands på nesten 43 000 tonn, som er meir enn ei dobling sidan 2005. Det blei importert ca. 4 800 tonn.

Figur 1.5.4 Utvikling i produksjon, eksport, import og sal av pellets, 2003-2009. Kjelde: Norsk Bioenergiforening



Figuren under viser utvikling i pelletsprisar, opplasta ved fabrikk, eks mva.⁴. Prisane er gjennomsnittsprisar, veid med omsyn på omsetningsvolumet av dei forskjellige varepartia som har blitt seld.

Figur 1.5.5 Utvikling i pelletsprisar, 2004-2009. Kjelde: Norsk Bioenergiforening

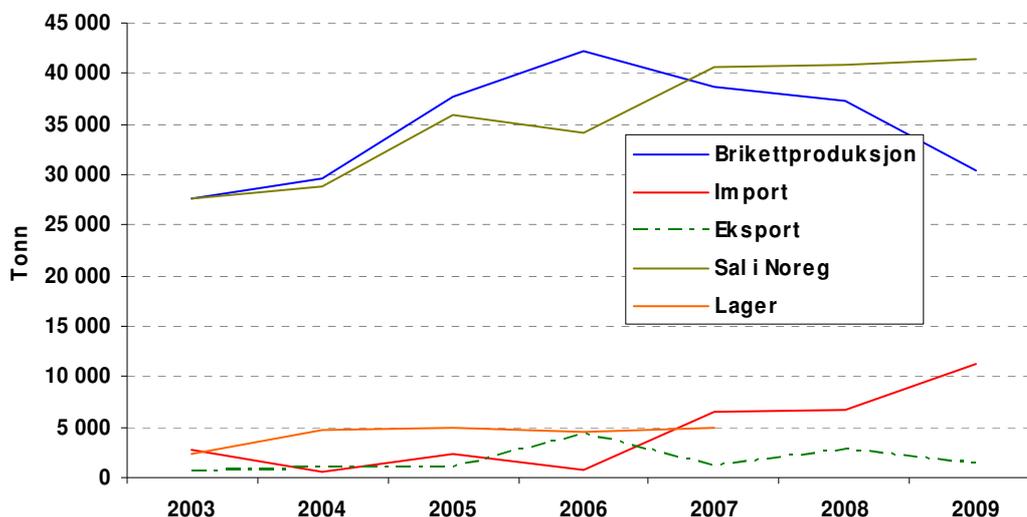


Salet av pellets skjer hovudsakleg i småsekk og bulk. I tillegg seljast ein del i storsekk. Av det totale salet har salet av småsekk gått ned, storsekksalet er omtrent som i 2006, mens totalsalet i bulk (inkl. eksport) har auka med rundt 25 prosent sidan 2008.

⁴ Forutsatt 4800 kWh per tonn pellets

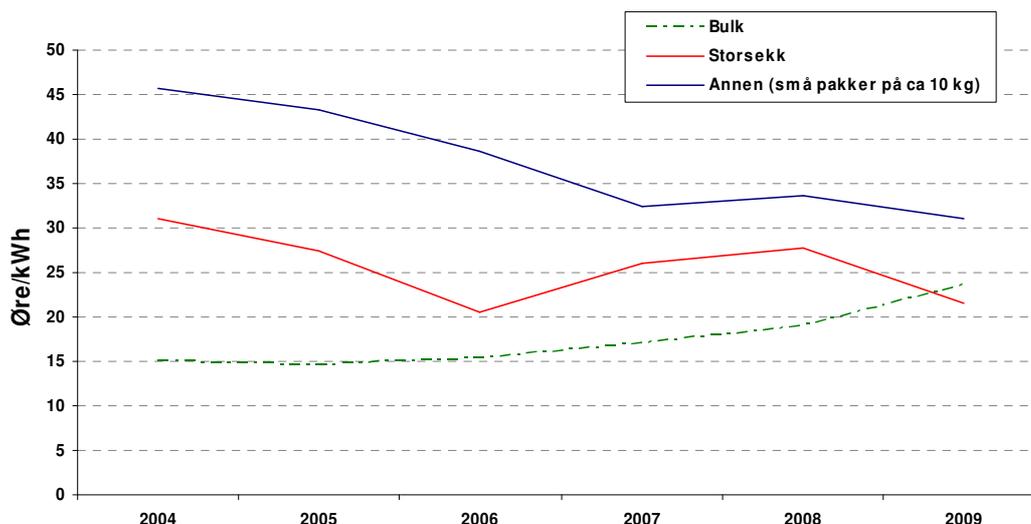
Det blei produsert ca. 30 300 tonn brikettar i Noreg i 2009, ein reduksjon på 19 prosent frå 2008. I tillegg blei det importert 11 250 tonn, og til saman ca. 41 500 tonn ble seld innlands. Brikettar seljast hovudsakleg som bulk.

Figur 1.5.6 Utvikling i produksjon av brikettar, 2003-2008. Kjelde: Norsk Bioenergiforening



Prisane for brikettar har utvikla seg forskjellig frå pelletsprisane. Medan prisane på pellets har vore stigande, har prisen på brikettar i små ”hushaldspakkar” gått ned frå 45 øre/kWh i 2004 til 31 øre/kWh i 2009. Prisen på brikettar i storsekk har gått ned frå 27 øre/kWh i 2008 til 21,6 øre i 2009. Prisen på brikettar i bulk viser motsatt trend, og har auka med 60 prosent sidan 2004.

Figur 1.5.7 Utvikling i prisar på brikettar, 2004-2008. Kjelde: Norsk Bioenergiforening



Varmepumper

Sjå Kvartalsrapport 2/2009 for utvikling sal av varmpumper.

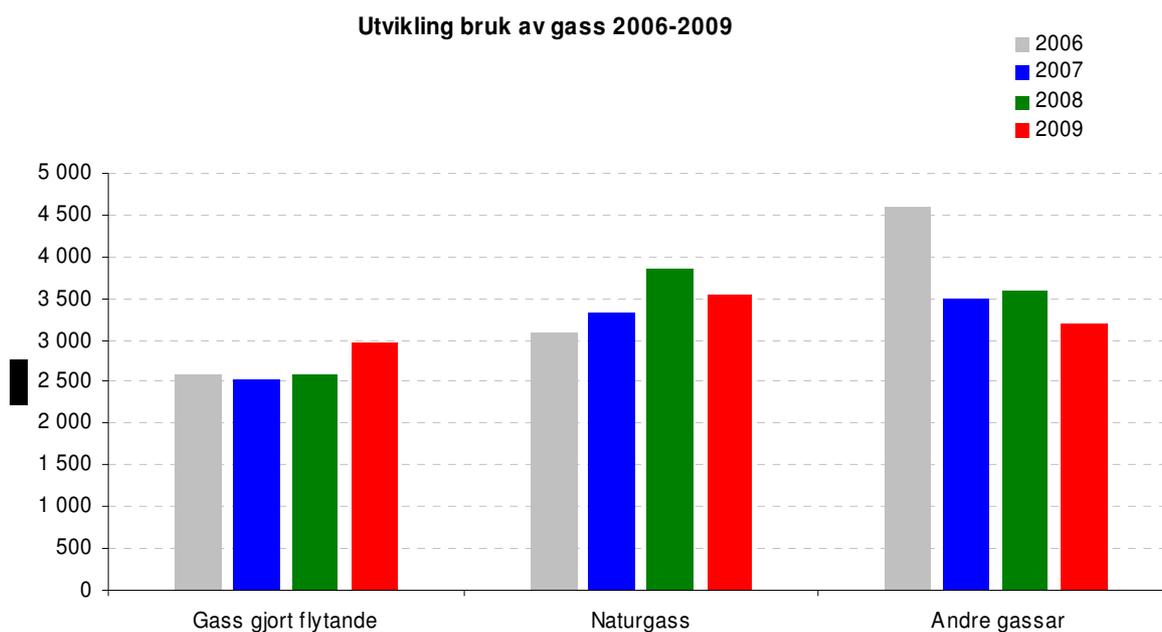
Fjernvarme

Sjå kvartalsrapport 3/2009 for informasjon om sal av fjernvarme og bruk av energikjelde i fjernvarmen, samt kvartalsrapport 2/2009 for fordeling av varmen på ulike brukargrupper.

Gass

Gass til stasjonære formål nyttast som regel i industri. Bruken av gass har blitt noko redusert frå 2008, og ligg omlag på det same som i 2007. Gruppen gass gjort flytande har økt, mens bruk av naturgass og andre gassar er redusert. Samla forbruk av gass i stasjonære sektorar svarde til omlag 9,7 TWh i 2009 ifølgje den foreløpige energivarebalansen frå SSB. I 2008 var bruken 10 TWh, og i 2007 var den 9,4 TWh.

Figur 1.5.8 Utvikling bruk av gass 2005-2008, Kjelde: SSB



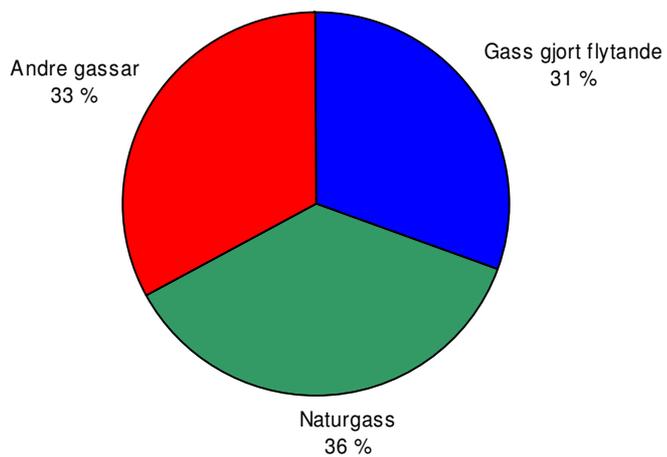
Definisjonar⁵:

- Gass gjort flytande: LPG (propan og butan) og NGL (propan, butan og etan).
- Naturgass: Naturgass i gassform og LNG (flytande naturgass).
- Andre gassar: Raffinerigass, brenngass (overskotsgass frå kjemisk industri), deponigass/metan og CO-gass.

⁵ Kjelde: SSB

Figur 1.5.8 Fordeling bruk av ulike typer gass 2009, Kjelde: SSB

Fordeling bruk av gass 2009



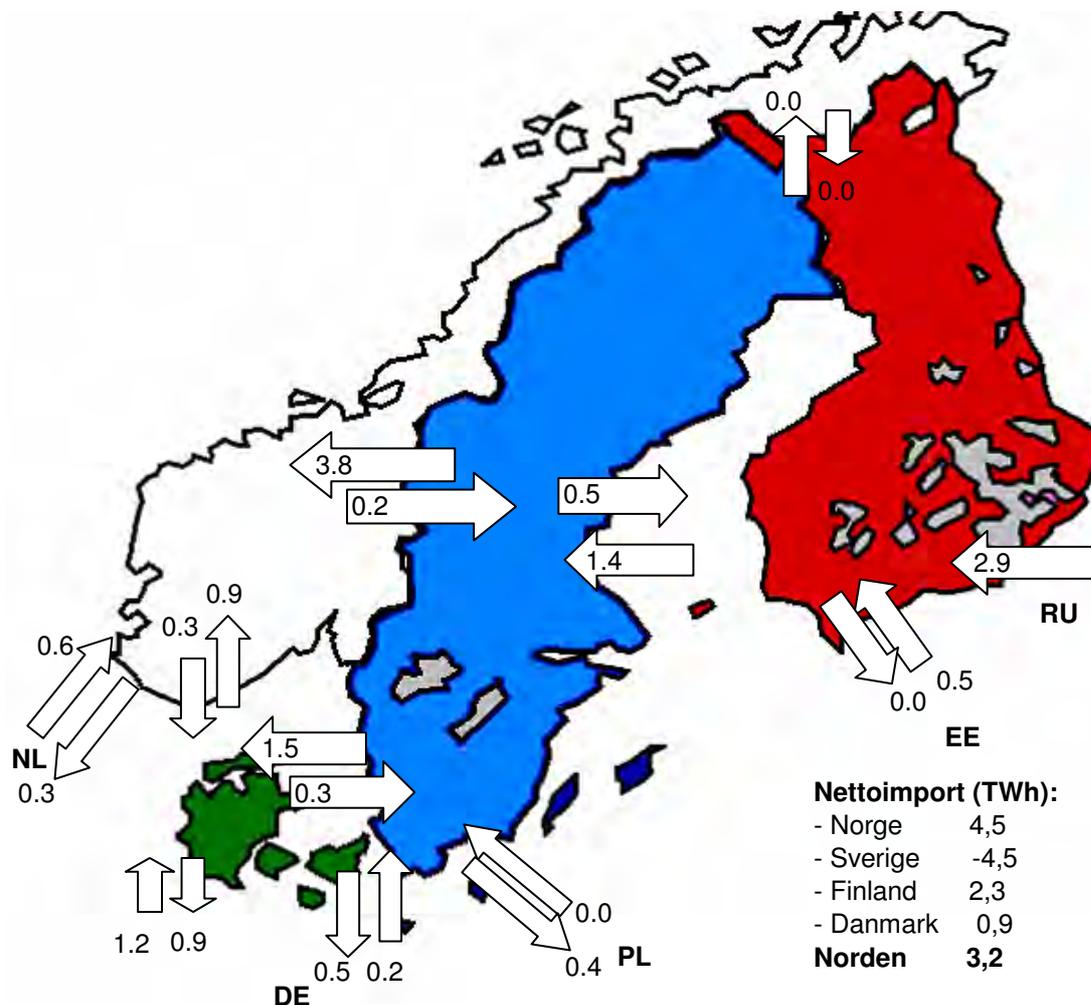
1.6 Kraftutveksling

Det var høg norsk nettoimport i andre kvartal. Den høge importen kan forklarast med høgare verdsetting av det norske magasinvatnet etter ein kald og tørr vinter med sterk nedtapping av vassmagasina. Sverige var det einaste nordiske landet med nettoeksport i andre kvartal. Den svenske nettoeksporten utlikna den norske nettoimporten, og totalt var den nordiske nettoimporten 3,4 TWh. Det er 0,1 TWh mindre enn tilsvarende kvartal for eit år sia.

Utveksling (import(+), eksport(-), TWh)	2.kv. 2010	2.kv 2010	Siste 52 veker	Føregående 52 veker
Noreg	4,7	-0,6	-0,9	-13,6
Sverige	-4,5	-0,3	4,7	-0,6
Finland	2,3	3,1	10,6	13,1
Danmark	0,9	1,1	-0,2	0,7
Norden	3,4	3,3	14,2	-0,3

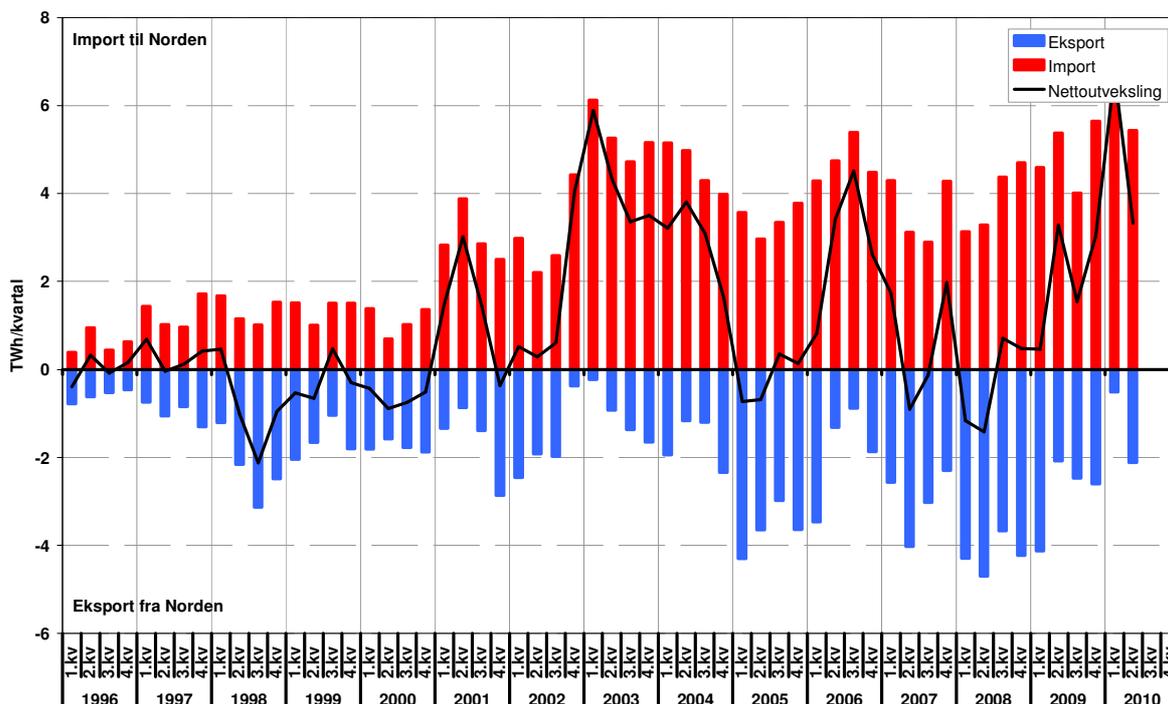
Dei siste 52 vekene utgjorde den nordiske nettoimporten 14,2 TWh. Det har vore nordisk nettoimport i alle kvartal det siste året. Det var 0,3 TWh nordisk nettoeksport i den føregående 52-vekers perioden. Noreg og Sverige har hatt dei største endringane når vi samanliknar dei to 52-vekers periodane. Det har vore ein sterk nedgang i norsk nettoeksport og Sverige har gått frå ein liten nettoeksport til nettoimport.

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



Det var nordisk nettoimport på forbindelsane frå Russland, Estland og Nederland siste kvartal. Det var 0,4 TWh nordisk nettoeksport til Polen siste kvartal medan den nordiske utvekslinga med Tyskland var i balanse, då den svenske nettoeksporten til Tyskland vart utlikna av den danske nettoimporten frå Tyskland. Finland hadde 3,4 TWh samla nettoimport frå Estland og Russland i andre kvartal. Det er normalt stabil høg utnytting av importkapasiteten frå Russland. Den norske nettoimporten frå Nederland var 0,3 TWh siste kvartal. Det var 0,1 TWh norsk nettoeksport til Nederland i same kvartal for eit år sia. NorNed kabelen var tilbake i full drift i veke 17 etter å ha vore ute sia slutten av januar grunna reparasjon av feil. Kabelens importkapasitet vart stort sett utnytta til fulle om natta og i helgene. Om dagtid var det i hovudsak norsk eksport.

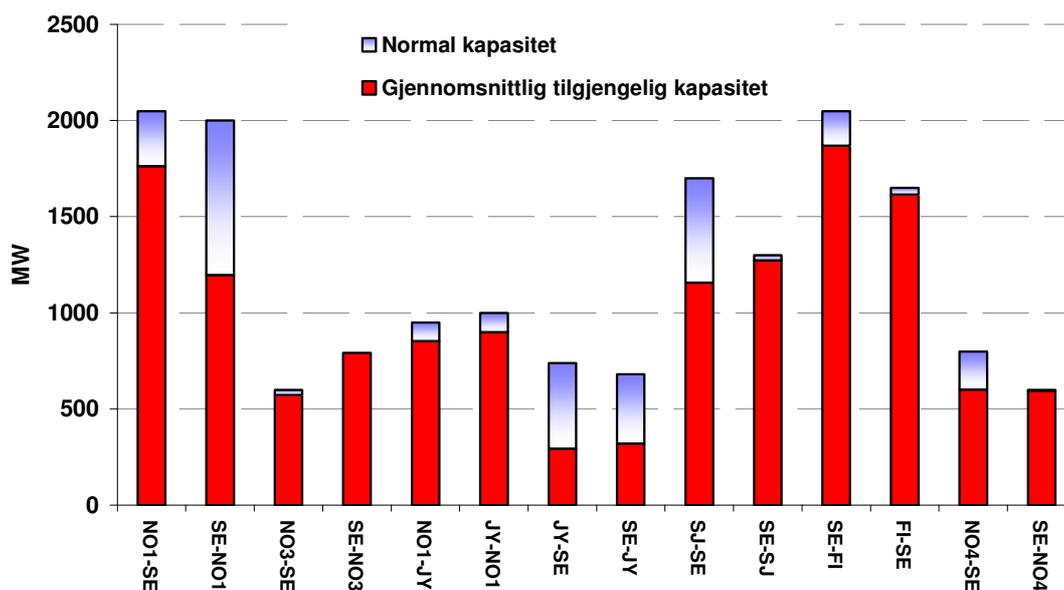
Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport, 1995-2009. TWh. Kjelde: Nord Pool



Det var framleis redusert overføringskapasitet på fleire av overføringsforbindelsane mellom dei nordiske elspotområda i andre kvartal. Høgare temperaturar og mindre press i nettet har bidrege til høgare utnytting av den fysiske overføringskapasiteten samanlikna med første kvartal i år. I snitt vart 86 prosent av den normale overføringskapasiteten frå Sør-Noreg til Sverige gjort tilgjengeleg for marknaden i andre kvartal – mot 48 prosent i første kvartal. Det var framleis store reduksjonar i overføringskapasiteten for den andre retninga, frå Sverige til Sør-Noreg. Det var òg betydeleg meir overføringskapasitet tilgjengeleg mellom Sverige og Sjælland i andre kvartal samanlikna med første kvartal.

Mellom Jylland og Sverige er mindre enn halvparten av den normale overføringskapasiteten tilgjengeleg grunna feil på Kontiskan-kabelen.

Figur 1.6.3 Tilgjengelig og maksimal kapasitet på utvalgte nordiske overføringsforbindelsar 2. kvartal 2010, MW. (frå – til) Kjelde: Nord Pool

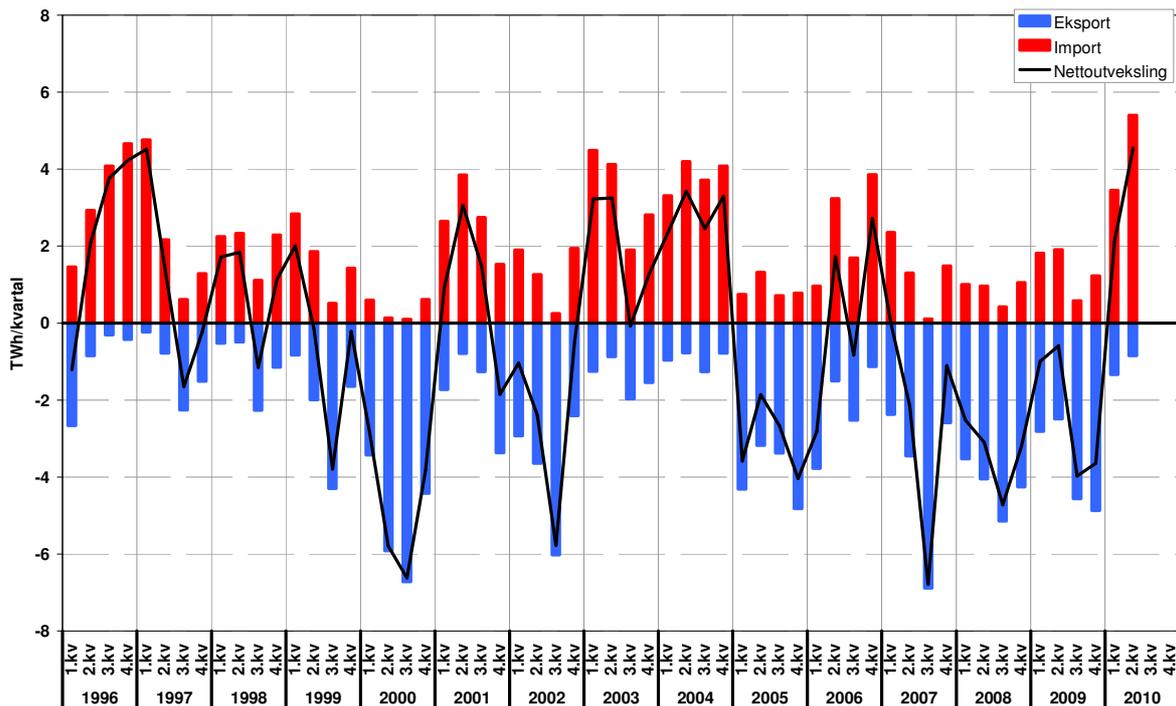


Noreg

Det var 4,7 TWh norsk nettoimport i andre kvartal. I same kvartal året før var det 0,6 TWh norsk nettoeksport. Som i første kvartal var det norsk nettoimport frå alle land Noreg har forbindelsar til. I andre kvartal var det størst nettoimport frå Sverige. Noreg nettoimporterte til saman 3,6 TWh frå Sverige i andre kvartal. Over halvparten av den norske nettoimporten frå Sverige var til Sør-Noreg, sjølv om importen til dette området vart dempa av sterkt redusert overføringskapasitet i fleire timar. Det var først og fremst mot slutten av kvartalet at det var eksport frå Sør-Noreg til Sverige i enkelte høglasttimar.

Medan den norske nettoimporten frå Sverige auka gjekk den norske nettoimporten frå Danmark ned i andre kvartal jamført med kvartalet før. Den norske nettoimporten frå Danmark utgjorde 0,6 TWh i andre kvartal. I tilsvarende kvartal for eit år sia var det 0,3 TWh norsk nettoeksport til Danmark. Det var tilnærma full norsk import frå Danmark til Noreg i alle timar i slutten av første kvartal og byrjinga av andre kvartal. Etter det har det i større grad vore norsk eksport i høglasttimane på vekedagane.

Figur 1.6.4 Norsk kraftutveksling, 1995-2009. TWh. Kjelde: Nord Pool



Andre nordiske land

Det var 4,5 TWh svensk nettoeksport i andre kvartal i år. Det har ikkje vore høgare svensk nettoeksport i andre kvartal tidlegare. I andre kvartal i fjor var det 0,3 TWh svensk nettoeksport. Oppgangen i svensk eksport har i hovudsak tilfalle Noreg. Det var og ein auke i den svenske nettoeksporten til Danmark tilsvarende 0,5 TWh. Ein oppgang i den svenske kjernekraftproduksjonen har gjort det mogleg å eksportere meir til Noreg og Danmark. I tillegg auka den svenske nettoimporten frå Finland siste kvartal samanlikna med same kvartal for eit år sia.

Finland hadde ein nettoimport lik 2,3 TWh siste kvartal. Den finske importen frå Russland var 2,9 TWh. Det er 0,1 TWh mindre enn i same kvartal for eit år sia. Det var 0,5 TWh finsk import frå Estland siste kvartal. Det er 0,2 TWh meir enn i same kvartal i fjor. Hyppige reduksjonar i overføringskapasiteten frå Estland til Finland føretatt av den estiske systemoperatøren, har dempa den finske importen. Den finske nettoeksporten til Sverige var 0,9 TWh siste kvartal. Det var nær ein-sidig finsk eksport til Sverige i første halvdel av kvartalet. Det var i større grad finsk import frå Sverige i andre halvdel av kvartalet.

Det var 0,9 TWh dansk nettoimport. Det er ein nedgang på 0,2 TWh samanlikna med same kvartal i fjor. Det skuldast høgare import frå Sverige og mindre eksport til Tyskland. Den danske nettoeksporten til Noreg auka jamført med andre kvartal i fjor. Medan den danske importen frå Tyskland heldt seg på same nivå i andre kvartal i år som i fjor, gjekk den danske eksporten til Tyskland ned med 0,2 TWh. Høg vindkraftproduksjon i Tyskland medverkar ofte til lågare overføringskapasitet til Danmark. Det har dempa den danske eksporten til Tyskland i fleire timar siste kvartal.

1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

1.7.1 Spotmarknaden

I fleire av dei nordiske marknadsområda gjekk snittprisen ned med rundt 40 prosent frå første til andre kvartal. Årets første kvartal var prega av høge prisar på grunn av kaldt vêr, tilsig under normalt og låg svensk kjernekraftproduksjon. I andre kvartal var forbruket lågare grunna varmare vêr, noko som ga mindre press på prisane. I tillegg var det meir svensk kjernekraftproduksjon i marknaden i andre kvartal enn i årets første kvartal.

I andre kvartal var det dei norske marknadsområda Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg (NO1, NO2 og NO5) som hadde dei høgaste snittprisane i Norden. Aust-Noreg hadde ein snittpris på 368 kr/MWh medan Sørvest- og Vest-Noreg hadde ein snittpris på 369 kr/MWh. Dette er ein nedgang på 27 og 14 prosent frå første kvartal. I tilsvarande kvartal i 2009 var prisen i desse områda 24 prosent lågare. I Midt- og Nord-Noreg (NO3 og NO4) var snittprisane på 356 og 357 kr/MWh i andre kvartal, noko som er heile 41 og 39 prosent lågare enn i første kvartal.

Elspotprisar kr/MWh	2. kv. 2010	Endring frå 2.kv. 2009	Endring frå 1.kv. 2010	Siste 12 mnd.	Endring frå føregåande 12 mnd.
Aust-Noreg (NO1)	368	24 %	-27 %	356	-3 %
Sørvest-Noreg (NO2)	369	24 %	-14 %	345	-16 %
Midt-Noreg (NO3)	356	15 %	-41 %	392	-2 %
Nord-Noreg (NO4)	357	16 %	-39 %	387	-3 %
Vest-Noreg (NO5)	369	24 %	-14 %	333	-10 %
Sverige	333	10 %	-43 %	398	-3 %
Finland	332	10 %	-42 %	395	-4 %
Jylland (DK1)	344	13 %	-1 %	321	-24 %
Sjælland (DK2)	331	8 %	-42 %	414	-6 %
Estlink ⁶	290	-	-	-	-
Tyskland (EEX)	332	16 %	0 %	329	-31 %

357 kr/MWh i andre kvartal, noko som er heile 41 og 39 prosent lågare enn i første kvartal.

Differansen mellom spotprisane i Noreg og spotprisane i dei andre nordiske landa var størst i første halvdel av andre kvartal. Det hydrologiske underskottet auka verdsettinga av vannet og norsk vasskraftproduksjon gjekk ned. Det måtte høg nettoimport til for å dekke norsk etterspurnad. Dette ga flaskehalsar i nettet og høgare prisar i Noreg enn i dei omkringliggjande marknadsområda. Til dømes hadde Sverige og Finland snittprisar i andre kvartal på 333 og 332 kr/MWh, noko som er ein god del lågare enn snittprisane i Midt- og Nord-Noreg. Desse to norske marknadsområda har ofte prisar tilnærma lik prisane i Sverige og Finland.

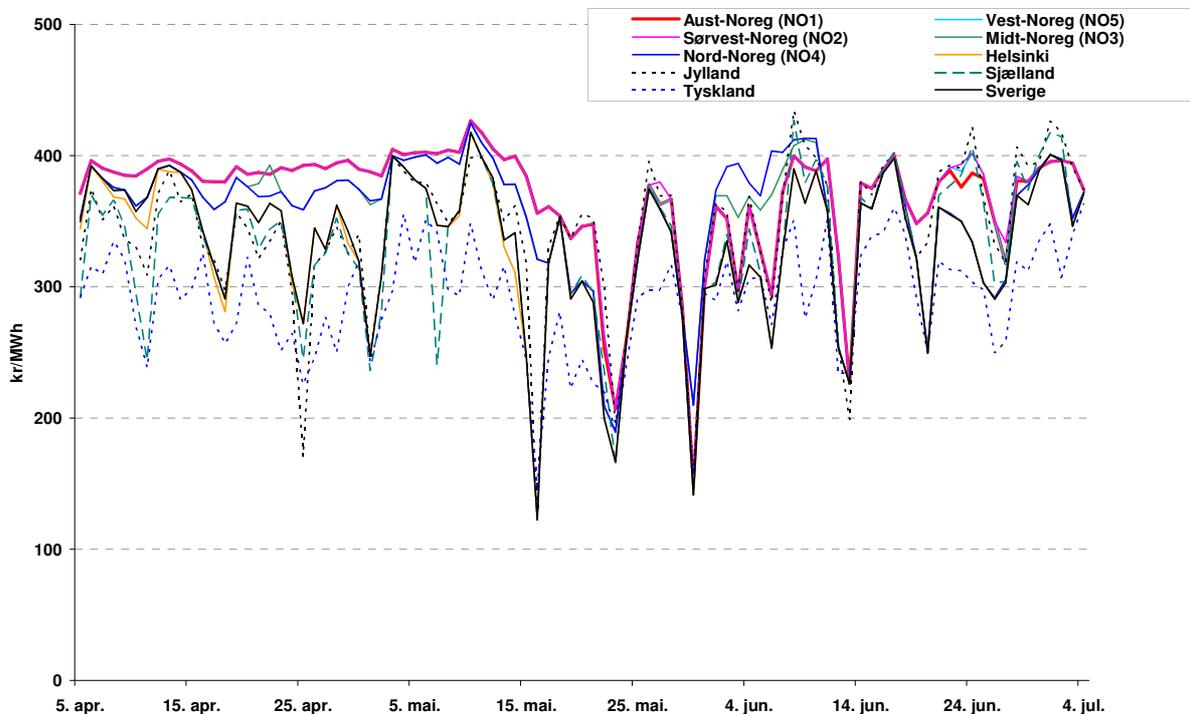
Utanom marknadsområda Sjælland og Estlink hadde dei nordiske marknadsområda i snitt høgare eller lik spotpris som i Tyskland. Snittprisen på den tyske kraftbørsen European Energy Exchange var 332 kr/MWh i andre kvartal, omtrent det same som i årets første kvartal. Lågare prisar på kontinentet enn i Norden bidrog til lågare etterspurnad etter nordisk produsert kraft. Høgare etterspurnad frå kontinentet kunne ha bidrege til høgare prisar i Norden enn det som vart realisert.

Figur 1.7.1 viser døgnsnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX. I figuren ser vi at dei norske prisane ligg over dei andre nordiske prisane heile første del av andre kvartal 2010. I den andre veka i mai auka temperaturane og snøsmeltinga starta. Uregulert

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

elvekraftproduksjon var høg og prisane i dei norske områda fall og varierte meir over døgnet enn tidlegare. Låge timeprisar på natta bidrog til å trekke døgnsnittet ned. Dei norske områdeprisane blei meir samanfallande med prisane i dei andre marknadsområda i siste halvdel av kvartalet.

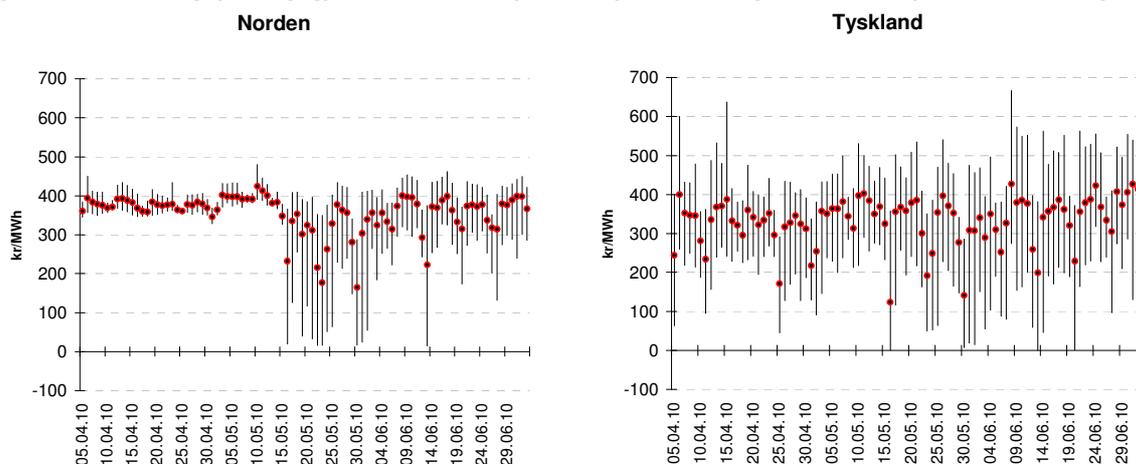
Figur 1.7.1 Spotprisar i andre kvartal 2010, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX



Nordisk kraftproduksjon er dominert av vasskraft. Produksjonen er billig å regulere, og følger derfor i høg grad forbruket. Likevel viser figur 1.7.2 at den nordiske systemprisen hadde stor døgnavariasjon i siste del av andre kvartal 2010. Som nemnt skyldas dette høg uregulert kraftproduksjon.

Den tyske kraftprisen på EEX viste regelmessig stor variasjon gjennom døgnet. Den tyske kraftmarknaden baserar seg på termisk kraftproduksjon saman med vindkraftproduksjon. I eit slikt system varierar prisane meir over døgnet enn i den nordiske marknaden. Prisane er typisk høgare på dagtid når etterspurnaden er høg og lågare om natta når etterspurnaden er låg. Prisforskjellane mellom dag og natt forsterkar seg dersom det blås om natta og ikkje om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høg når etterspurnaden er låg og omvendt.

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



Tabell 1.7.1 seier noko om omfanget av prisforskjellar mellom marknadsområda på Nord Pool samt EEX i andre kvartal. Vi ser til dømes at Midt-Noreg (NO3) hadde lågare pris enn Aust-Noreg (NO1) i 51,4 prosent av timane i årets andre kvartal.

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

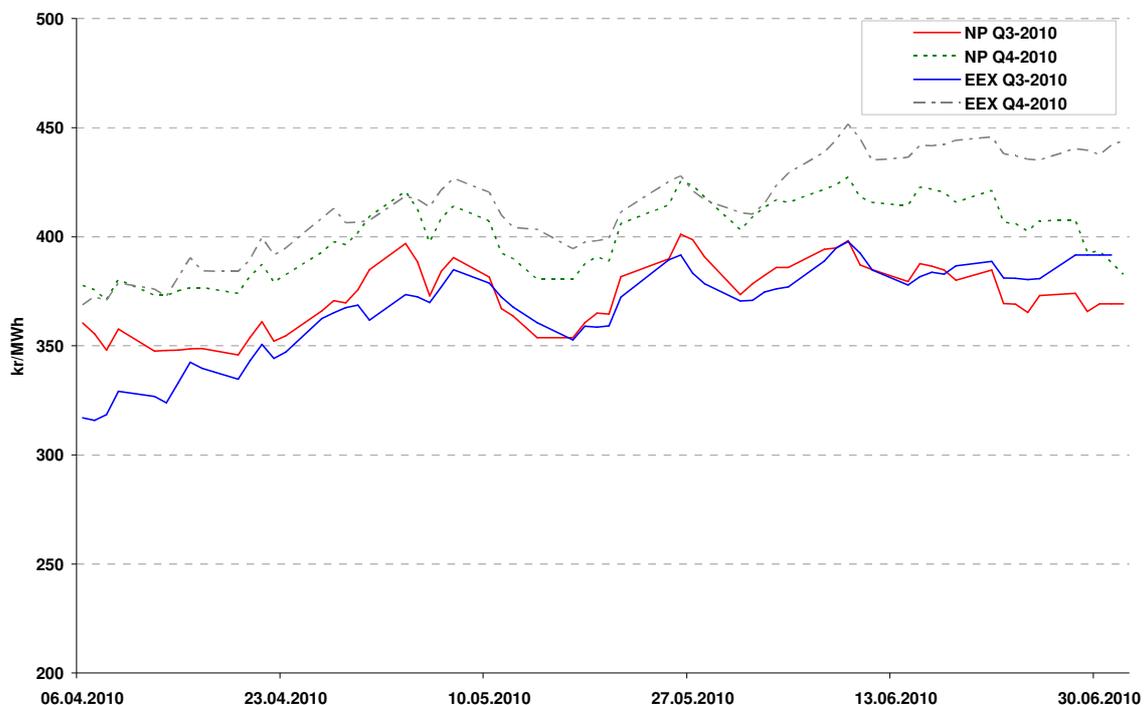
2. kvartal 2010		Lavast elspot-pris									
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
Høgast elspot-pris	NO1		0.1 %	51.4 %	51.6 %	0.1 %	56.6 %	56.5 %	45.1 %	53.3 %	64.6 %
	NO2	3.8 %		52.7 %	52.8 %	1.1 %	57.9 %	57.7 %	45.9 %	54.3 %	65.5 %
	NO3	10.5 %	10.5 %		0.8 %	10.6 %	33.9 %	37.3 %	42.6 %	39.1 %	58.5 %
	NO4	10.6 %	10.7 %	6.8 %		10.8 %	34.5 %	37.8 %	43.4 %	39.7 %	58.9 %
	NO5	2.7 %	0.3 %	52.2 %	52.3 %		57.3 %	57.1 %	45.2 %	53.7 %	65.1 %
	Sverige	0.8 %	1.0 %	0.1 %	0.1 %	1.0 %		5.3 %	20.1 %	9.9 %	48.8 %
	Finland	0.8 %	1.0 %	0.1 %	0.1 %	1.0 %	1.1 %		19.9 %	9.7 %	49.0 %
	Jylland	15.0 %	14.2 %	29.3 %	28.9 %	14.2 %	36.9 %	38.2 %		34.1 %	52.9 %
	Sjælland	9.8 %	9.4 %	12.5 %	12.4 %	9.4 %	14.0 %	16.2 %	16.0 %		50.7 %
	EEX	35.3 %	34.4 %	41.5 %	41.0 %	34.9 %	51.2 %	50.9 %	47.0 %	49.2 %	

1.7.2 Terminmarknaden

Gjennom andre kvartal 2010 auka prisen på terminkontraktar ved Nord Pool med levering i tredje og fjerde kvartal 2010. Ved starten av kvartalet kunne kontrakten for tredje kvartal 2010 handlast for 360 kr/MWh, mens kontrakten for fjerde kvartal blei handla for 378 kr/MWh. Ved utgangen av kvartalet hadde prisen på desse kontraktane auka til 370 og 383 kr/MWh. I snitt gjennom kvartalet var differansen mellom dei to kontraktane 28 kr/MWh.

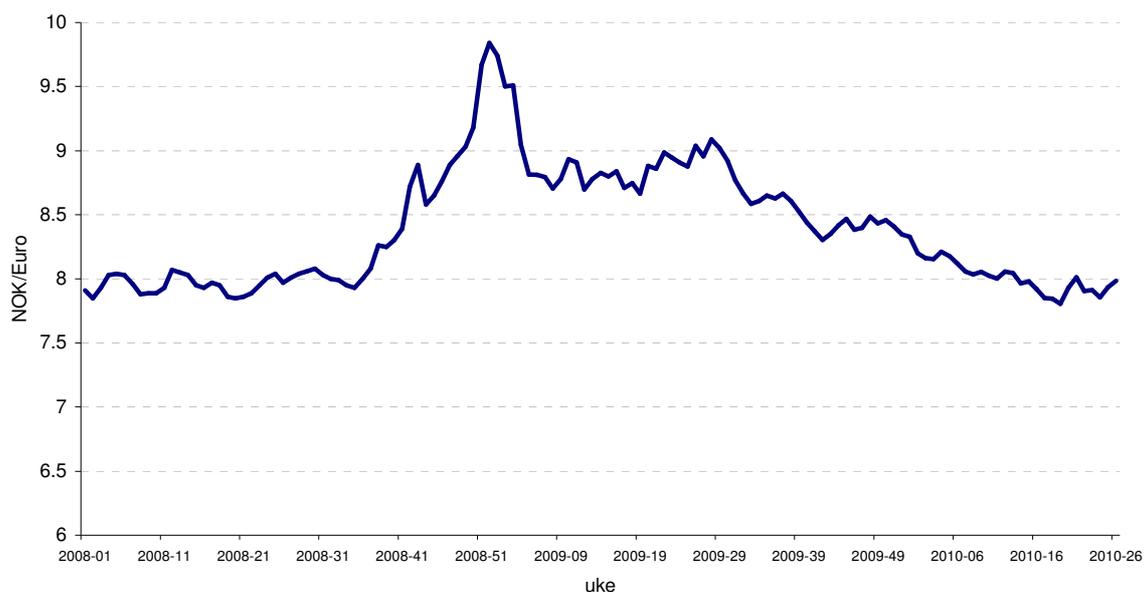
Utviklinga i prisen på andre- og tredjekvartals kontraktane ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange viste same trend gjennom andre kvartal som prisutviklinga i dei nordiske kontraktane, men her var prisstigninga større. Ein terminkontrakt for levering i tredje og fjerde kvartal 2010 vart handla for 317 og 369 kr/MWh i starten av kvartalet. På slutten hadde prisen stege med 24 og 20 prosent til 392 og 444 kr/MWh. Terminprisane i den nordiske og tyske marknaden var samanfallande i store delar av andre kvartal, bortsett frå på starten og slutten. I starten av kvartalet låg prisen på dei tyske terminkontraktane lågare enn dei nordiske, mens dei på slutten av kvartalet låg høgare.

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



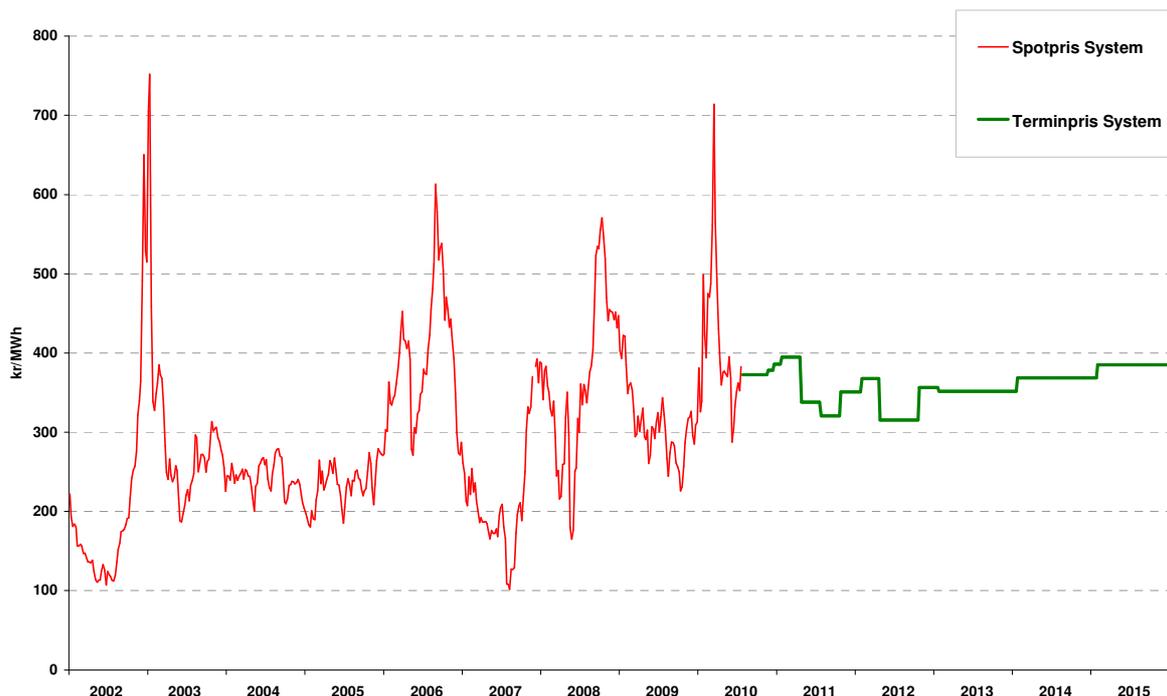
Ein euro kosta i snitt 7,9 kroner i andre kvartal mot 8,1 kroner i første kvartal. I andre kvartal var euroen nede i same verdi som den var våren 2008. Figur 1.7.4. visar at euroen har svekka seg betrakteleg mot krona.

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



I siste uka i andre kvartal 2010 var systemprisen på Nord Pool 382 kr/MWh. Som vist i figur 1.7.5 var dei ulike terminkontraktane fram til år 2015 prisa mellom 315 og 385 kr/MWh.

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



I andre kvartal 2010 kosta ein utslppsrett for CO₂ i gjennomsnitt 15,2 euro/tonn, ein auke på 2 euro frå kvartalet før. Gjennomsnittsprisen for utslppsrettar for 2011, 2012 var 15,5 og 16,2 euro/tonn.

Frå midten av 2008 falt prisen på utslppsrettar for CO₂ frå omkring 30 euro/tonn til omkring 8 euro/tonn i midten av februar i 2009. Dette heng saman med lågare kraftforbruk og -produksjon som følgje av finanskrisa. Deretter steig prisen i løpet av våren 2009 til i overkant av 15 euro, kor den heldt

seg meir eller mindre stabil ut året. Prisen på CO₂ påverkar prisen på elektrisk kraft då utslippsrettane er en del av kostnadene i termisk kraftproduksjon.

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



Mot slutten av 2008 fall prisen på naturgass på dei tre største handelsplassane: National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland, betydeleg. Prisnedgangen held fram inn i 2009 men så gjekk prisane noko opp igjen.

Prisen på gass på NBP auka frå 98 øre/Sm³ i veke 14 til 162 øre/Sm³ i veke 26. Den store prisauken kjem av auka etterspurnad etter gass. Snittprisen på gass låg på 124 øre/Sm³. Dette er 26 øre høgare enn snittprisen i første kvartal.

Tar ein utgangspunkt i eit kraftverk i Storbritannia med en nytteeffekt på 55 prosent, ville brenselkostnadane for gass handla på spotmarknaden (eksklusiv rørtariff innanlands) i andre kvartal vore i snitt 225 kr/MWh. Dette er ein auke på 48 kr/MWh i forhold til første kvartal 2010. Til samanlikning var brenselkostnaden i andre kvartal 2009 i snitt 181 kr/MWh.

Figur 1.7.7 syner utviklinga i prisen på kontrakten for nærmaste kvartal (Front Quarter) på gass levert i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) frå 2006 og ut 2009. Frå veke 14 til veke 26 steig prisane på gass i gjennomsnitt 66 prosent.

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



Prisen på kol auka i løpet av andre kvartal 2010. I veke 14 vart kontrakten for det nærmaste kvartalet (Front Quarter) handla for 80 dollar/tonn. Ved utgangen av kvartalet, veke 26, var prisen 95 dollar/tonn. Snittprisen i første kvartal enda på 90 dollar/tonn. Dette er 11 dollar høgare enn i kvartalet før.

Med ein kolpris på 90 dollar/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport frå Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i eit kolkraftverk som brukar importert kol med 40 prosent nytteeffekt ha vore 180 kr/MWh. Dette er 32 kroner meir enn i første kvartal 2010. Til samanlikning var denne kostnaden 139 kr/MWh i andre kvartal 2009.

Figur 1.7.8 viser kolprisen frå 2006 til og med andre kvartal 2010. API2 er ein indeks for prisutvikling på kol der frakt- og forsikringskostnader er inkludert. API2 måler priser for kol levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam.

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



1.8 Sluttbrukarmarknaden

1.8.1 Prisar og prisutvikling

I andre kvartal 2010 har marknadspriskontrakt (spotpriskontrakt) vore det mest lønsame kontraktvalet for ein gjennomsnittleg forbrukar. Frå 1. til 2. kvartal såg ein ein nedgang i den gjennomsnittlege prisen på desse kontrakttypene, og i snitt kosta dei mellom 46,4 og 48,1 øre/kWh, inkl. eit påslag på 1,9 øre/kWh avhengig av kva for eit elspotområde ein tek omsyn til. Dette svarar til ein nedgang på mellom 7,9 og 35,4 øre/kWh frå kvartalet før.

Størst var nedgangen i Midt-Noreg (NO3) der prisen fall med 35,4 øre/kWh. Tett føljt av dette fall den gjennomsnittlege prisen i Nord-Noreg (NO4) med 33,0 øre/kWh. Årsaka til dei kraftige prisfalla har mellom anna samanheng med at desse elspotområda i første kvartal hadde ein særleg pressa kraftsituasjon som leidde til svært høge prisar i visse veker. Dette trekte gjennomsnittsprisen opp på eit uvanleg høgt nivå. Liknande situasjonsbilete hadde ein ikkje i andre kvartal.

Om ein samanliknar marknadsprisane i årets andre kvartal med andre kvartal 2009, har dei gjennomsnittlege prisane på marknadspriskontrakt likevel auka med mellom 5,7 og 9,0 øre/kWh, tilsvarande ein oppgang mellom 14 og 23 prosent.

Standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane i dei 20 største nettområda, hadde ein volumvege gjennomsnittspris på 67,2 øre/kWh. Dette er mykje høgare enn dei gjennomsnittlege prisane på marknadspriskontrakt. Om ein til dømes samanliknar med ein gjennomsnittleg

marknadspriskontrakt i prisområdet Aust-Noreg (NO1), kosta standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane heile 19,3 øre meir per kWh. Dette tilsvarar ein prisskilnad på over 40 prosent.

Standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane hadde ein oppgang på 1,7 øre/kWh frå 1. til 2. kvartal. Samanlikna med tilsvarande kvartal i 2009 hadde standard variabel kontrakt i 2. kvartal 2010 ein 27,2 øre/kWh høgare gjennomsnittleg pris. Dette tilsvarar ein oppgang på ca. 68 prosent.

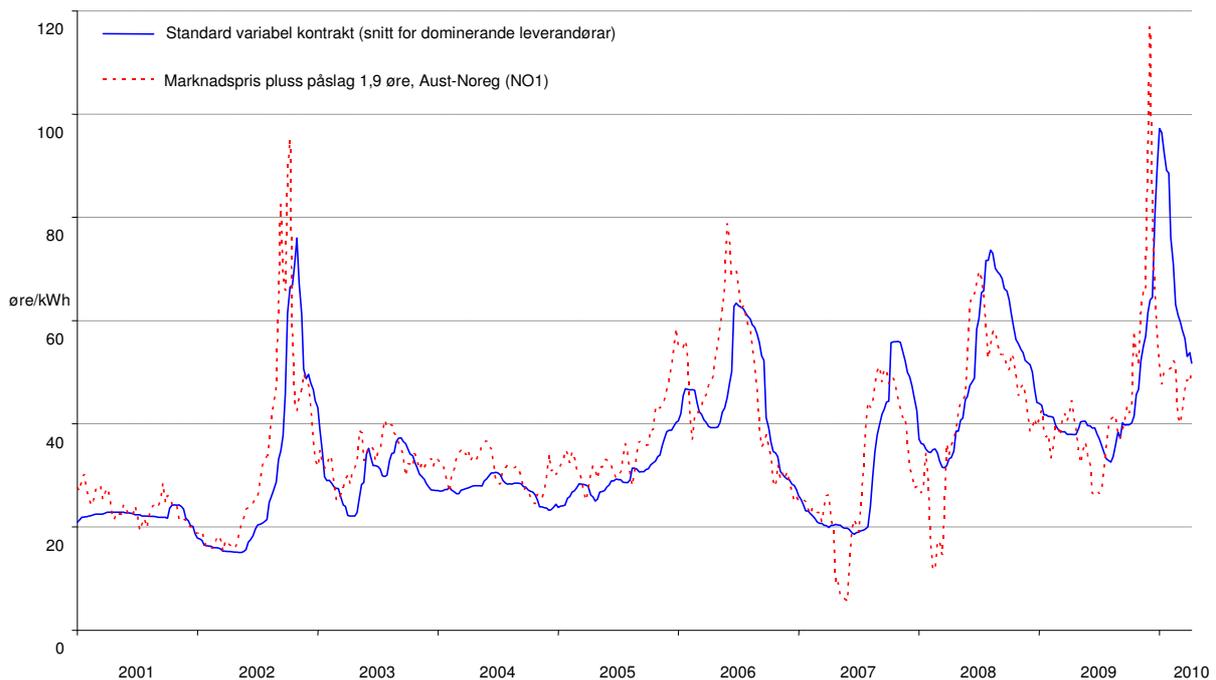
Ikkje overraskande følgde standard variabel kontrakt tilbode av dei landsdekkjande leverandørane det same mønsteret som standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane med ein

Hushald (øre/kWh)	2. kv. 2010	Endring frå 1. kv. 2010	Endring frå 2. kv. 2009
Marknadspris-kontrakt (spotpris):			
Aust-Noreg (NO1)	47.9	-19.0	8.9
Sørvest-Noreg (NO2)	48.0	-7.9	9.0
Midt-Noreg (NO3)	46.4	-35.4	5.7
Nord-Noreg (NO4)	46.6	-33.0	6.1
Vest-Noreg (NO5)	48.1	-4.2	
Standard variabel kontrakt (øre/kWh)			
Dominerande leverandørar	67.2	1.7	27.2
Landsdekkjande leverandørar	63.9	6.7	25.5
Talet på leverandørskifte: (i 1000)	51.3	-28.8	8.3
Fastpriskontrakt (øre/kWh) :			
1- årig	52.2	-1.6	8.1
3- årig	51.3	-0.6	3.0
Kontraktval (%)			
Marknadspris-kontrakt (spotpris)	55.4 %	1.5 %	7.2 %
Fastpriskontrakt	4.5 %	0.3 %	-2.7 %
Standard variabel kontrakt:	40.1 %	-1.8 %	-4.5 %

oppgang på 6,7 øre/kWh frå 1. kvartal 2010, og ein oppgang på 25,5 øre/kWh frå tilsvarende kvartal i 2009.

Dei gjennomsnittlege prisane på fastpriskontraktar med 1-årig og 3-årig avtaletid var for 2. kvartal høvesvis 52,2 og 51,3 øre/kWh. Samanlikna med første kvartal tilsvarar dette ein nedgang på 1,6 øre/kWh for dei 1-årige kontraktane, og ein nedgang på 0,6 øre/kWh for dei 3-årige kontraktane. Om ein derimot samanliknar med 2. kvartal 2009 ser ein at prisane auka med høvesvis 8,1 og 3,0 øre/kWh for dei 1- og 3-årige kontraktane.

Figur 1.8.1 Standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane og marknadspriskontrakt for Aust-Noreg (NO1) med eit påslag på 1,9 øre /kWh inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE.



Figur 1.8.1 samanliknar snittprisen på standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane med ein marknadspriskontrakt i Aust-Noreg (NO1), for perioden 1. kvartal 2001 til og med 2. kvartal 2010.

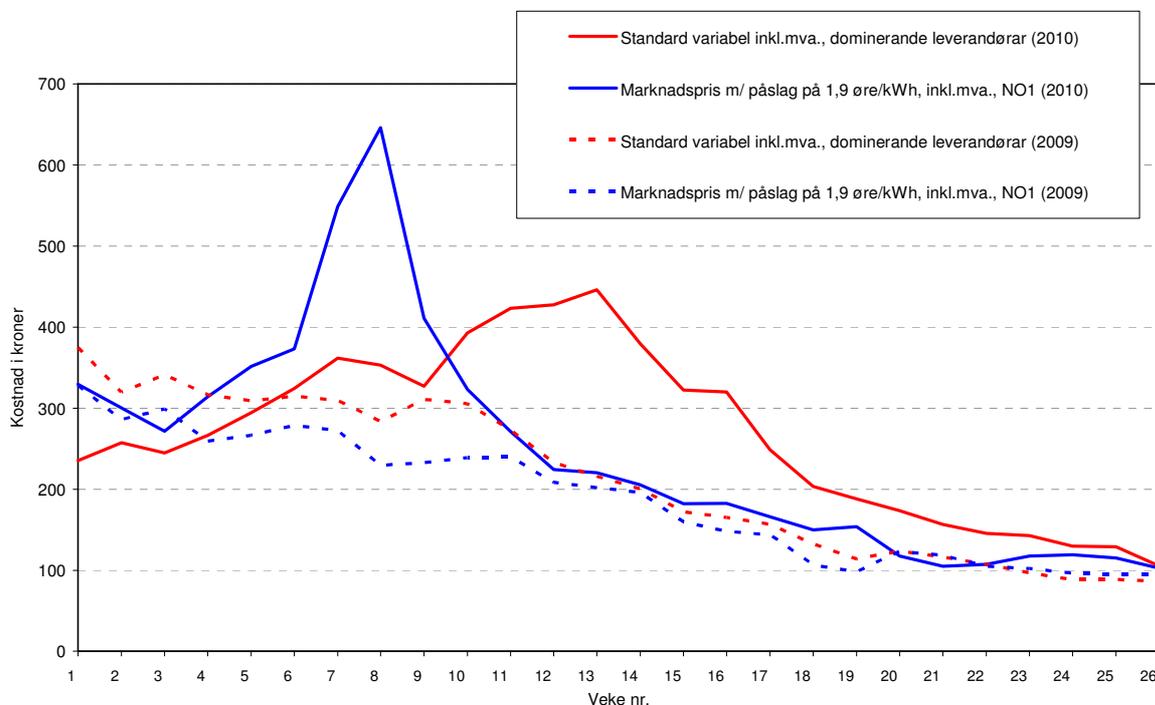
Kvart nettområde som rapporterer til NVE har ein dominerande leverandør, definert som den leverandøren med høgast marknadsdel i nettområdet. Den blå linja i figuren viser gjennomsnittsprisen for standard variabel kontrakt tilbode av desse dominerande leverandørane. Gjennomsnittsprisen er volumvekta med forbruket i kvart nettområde.

Ein marknadspriskontrakt tek utgangspunkt i den vekesvise områdeprisen på Nord Pool Spot. I tillegg til prisen på kraft kjem som regel eit påslag. Påslaget kan vere oppgitt som eit tillegg per kWh og/eller som ein månadleg eller årleg pengesum. Kva kvar kraftleverandør tek i påslag i tillegg til innkjøpsprisen varierer mellom leverandørar og over tid. I figur 1.8.1 er det brukt eit gjennomsnittleg påslag på 1,9 øre/kWh.

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

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

Figur 1.8.2 Kostnad for marknadspriskontrakt og standard variabel kontrakt, vektet etter forbruksprofil for dei to første kvartala i 2010, inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.

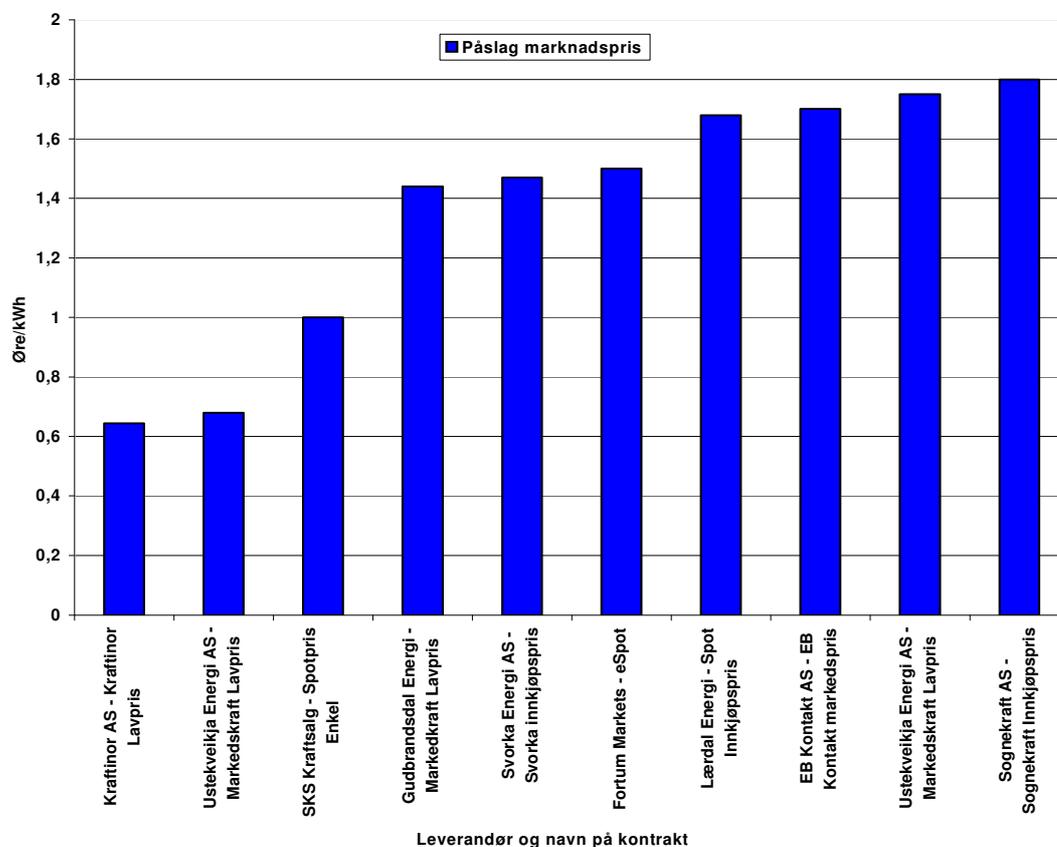


Som forbrukar er ein gjerne interessert i å finne ut kva som totalt sett blir den billegaste kontrakttypen ved val av ulike typar kontraktar. Sjølv om ein type kontrakt kan ha dei lågaste prisane i gjennomsnitt over kvartalet, er det ikkje sikkert at denne kontrakten gjev forbrukaren lågast kostnad.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

I figur 1.8.2 er forbruket til ein hushaldskunde med eit forbruk på 20 000 kWh i året fordelt etter eit normalt forbruksmønster som kallast justert innmatingsprofil⁷. Ved å vekte vekeprisane med denne profilen får ein eit anslag på kostnadene ved dei ulike kontrakttypane for 1. og 2. kvartal 2010.

Som ein kan sjå tilseier utrekningane, med dei nemnte føresetnadene, at standard variabel kontrakt var dyrare i heile 2. kvartal. Dei same utrekningane viser òg at den differansen standard variabel kontrakt låg under marknadspriskontrakt i byrjinga av året blei henta inn med god margin frå veke 10 og utover. Òg om ein ser dei to første kvartala i 2010 under eitt, viser det seg at marknadspriskontrakt har vore det mest lønsamme kontraktvalet sett opp mot den gjennomsnittlege prisen på standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane.

Figur 1.8.3 Påslag på marknadspriskontrakt per kWh for dei ti billigaste marknadspriskontraktane tilbode for hushaldskundar i Oslo (prisområde NO1). Påslaget er rekna ut etter eit antatt årleg snittforbruk på 20 000 kWh. Oversikta er frå veke 26. Kjelde: Konkurransetilsynet. Påslag på marknadspriskontrakt



Påslag på marknadspriskontrakt

Figur 1.8.3 viser ein oversikt over påslaga på elspotprisen for dei ti billigaste marknadspriskontraktane tilbode i Oslo for veke 26. Tala er henta frå Konkurransetilsynet si kraftprisoversikt. Sidan nokre kontraktar har eit påslag per kWh, medan andre har ein fast sum per månad, år eller begge deler, kan det av og til vere vanskelig å samanlikne dei ulike kontraktane. I figuren under er det difor rekna ut eit påslag i øre per kWh, for ein hushaldskunde med eit forbruk på

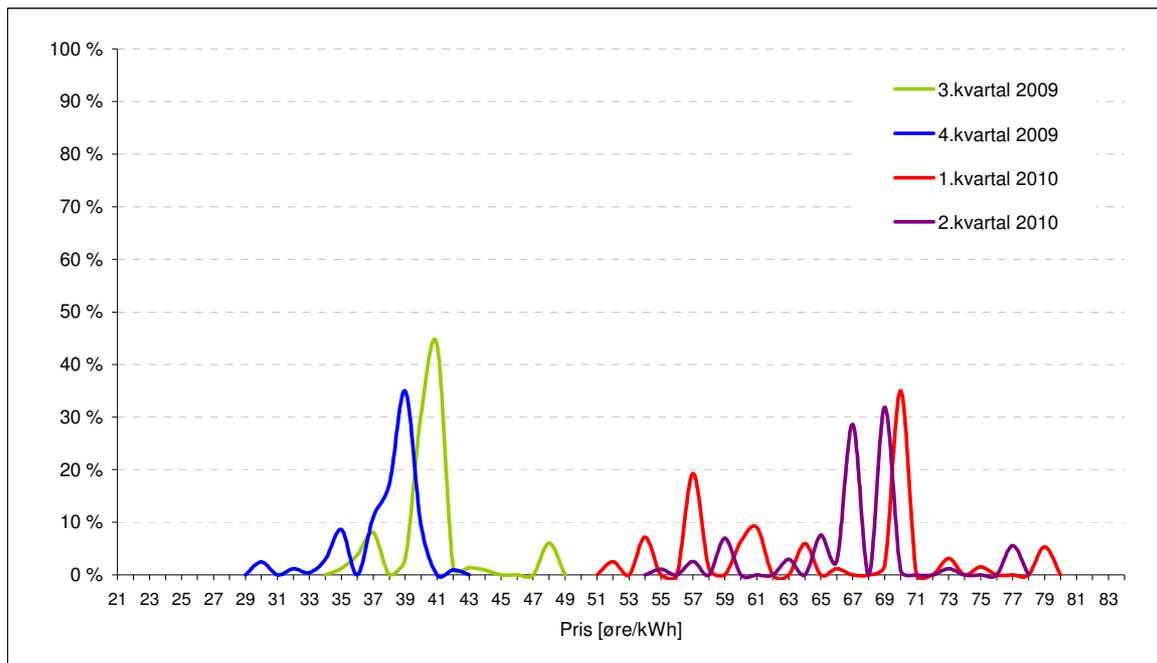
⁷Justert innmatingsprofil (JIP) er ein måte å fordele forbruket til alle kundane i eit nettområde på. Etter at det timemålte forbruket og nettapet i nettområdet er trekt frå totalt forbruk i nettet, sit ein igjen med ein mengde forbrukt strøm som ikkje er målt. Dette gjev grunnlaget til ein fordelingsnøkkel. I figur 1.8.2 er det lagt til grunn ein hushaldskunde med eit forbruk på 20 000 kWh/år.

20.000 kWh per år, for å samanlikne⁸. Det er berre kontraktane med etterskotsfakturering som er inkludert sidan både forskotsfakturering og a-konto fakturering inneber eit potensielt rentetap for forbrukaren ved at ein heile tida har eit beløp inneståande hos kraftleverandøren. Det er difor ikkje føremålsteneleg å inkludere desse kontrakttypane i samanlikninga da storleiken på dette tapet er varierende. Men avhengig av rentenivå og storleiken på den inneståande pengesummen kan dette tilsvare ein større kostnad enn det faktiske påslaget mange kraftleverandørar har på elspotprisen.

Figur 1.8.3 viser at det er store skilnader sjølv blant dei ti billegaste kontraktane. Den rimelegaste kontrakten tilbode for hushaldskundar i Oslo ved utgangen av veke 26 hadde eit påslag på omkring 0,65 øre/kWh ved eit samla forbruk på 20.000 kWh per år. Den tiande billegaste hadde eit berekna påslag på 1,8 øre/kWh. Sjølv om desse utrekningane tek utgangspunkt i dei marknadspriskontraktane som vart tilbode i Oslo (prisområde NO1) i veke 26, blir dei fleste av desse kontraktane òg tilbode andre stader i landet.

Figur 1.8.4 gjev eit bilete av prisspreiinga i hushaldsmarknaden dei siste fire kvartala. Prisane som er brukt er månadlege gjennomsnittsprisar på standard variabel kontrakt tilbode av dominerande leverandørar i 18 nettområder. Prisane er henta frå prisoversikta til Konkurransetilsynet og er vektet med totalt volum levert til husstandane i nettområdet.

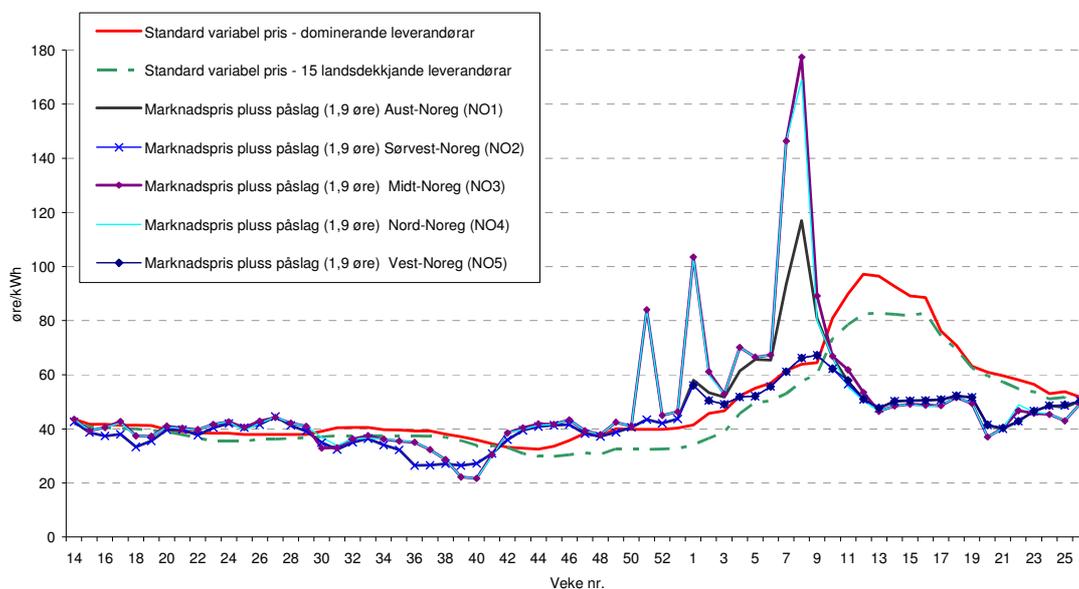
Figur 1.8.4 Prisspreiing i dei siste fire kvartala. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



Figuren viser at prisspreiinga er noko mindre i 2. kvartal enn den var i 1. kvartal 2010, men framleis mykje større enn i 3. og 4. kvartal 2009. Ein kan sjå at om lag 60 prosent av volumet i 2. kvartal 2010 vart omsett til prisar mellom 67 og 69 øre/kWh. Den volumvekta gjennomsnittlege prisen var på 67,2 øre/kWh.

⁸ Om ein har eit påslag på 50 kr i månaden vil dette utgjere 3 øre/kWh for ein forbrukar av 20 000 kWh per år. Dersom ein har eit forbruk på til dømes 10 000 kWh per år, vil det månadlege påslaget på 50 kr utgjere 6 øre/kWh.

Figur 1.8.5 Standard variabel kontrakt for dominerande og landsdekkjande leverandørar og marknadspriskontrakt i dei ulike prisområda (NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5) inklusive eit antatt påslag på 1,9 øre/kWh. Alle prisar er inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.

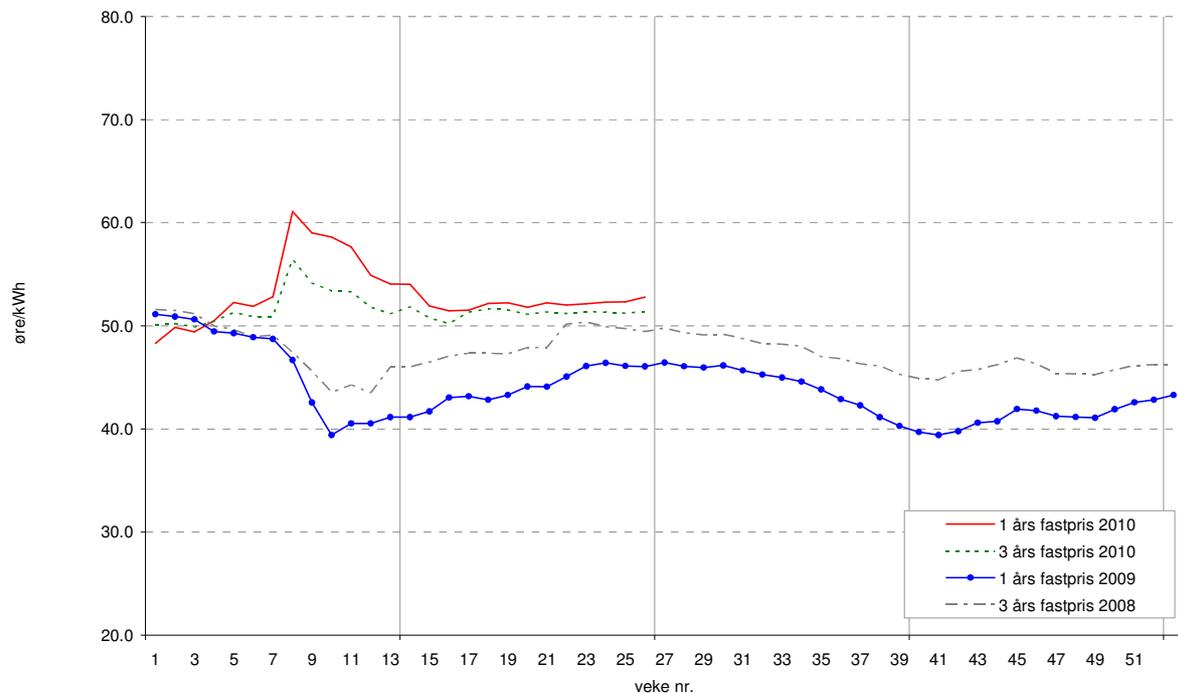


Figur 1.8.5 samanliknar ein volumvekta gjennomsnittspris for standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane og dei landsdekkjande leverandørane med marknadspriskontraktar i prisområda Aust-Noreg (NO1), Sørvest-Noreg (NO2), Midt-Noreg (NO3), Nord-Noreg (NO4) og Vest-Noreg (NO5).

Standard variabel kontrakt levert av både dominerande og landsdekkjande leverandørar hadde ein stigande pris fram til og med veke 12 og byrja ikkje å falle før tre veker etter at prisen på marknadspriskontraktane hadde gått ned. Deretter låg dei gjennom heile 2. kvartal med god margin over marknadspriskontraktane.

I løpet av 2. kvartal varierte prisen på standard variabel kontrakt frå dei dominerande leverandørane mellom 51,7 og 92,7 øre/kWh, og standard variabel kontrakt tilbode av dei landsdekkjande leverandørane varierte i intervallet 48,7 til 82,4 øre/kWh. Samanlikna med dette låg prisen på marknadspriskontrakt i til dømes Aust-Noreg (NO1) klart lågare og med mindre spreiring, i eit intervall mellom 40,1 til 50,8 øre/kWh. Tilnærma likt prisnivå og -spreiring var det òg for marknadspriskontraktane i dei andre prisområda.

Figur 1.8.6 Prisutvikling for 1- og 3- års fastpriskontraktar med eit forbruk på 20 000 kWh/år inkl. mva. for 2009 og 2010. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE.



Figur 1.8.6 viser prisutviklinga av eit gjennomsnitt av 1- og 3-årige fastpriskontraktar frå 2009 til og med 2. kvartal 2010. Gjennomsnittsprisen for fastpriskontraktane låg i 2. kvartal 2010 nokolunde stabilt, i intervallet 51,5 til 54,0 øre/kWh for dei 1-årige kontraktane, og i intervallet 50,2 til 51,8 øre/kWh for dei 3-årige kontraktane. Dette står i sterk kontrast til det varierende prisbiletet ein såg i 1. kvartal 2010, der fastprisane varierte frå 48,3 til 61,1 øre/kWh for dei 1-årige, og frå 50,1 til 56,4 øre/kWh for dei 3-årige kontraktane.

Om ein samanliknar 2. kvartal 2010 med tilsvarende kvartal året før, kan ein sjå at både dei eitt- og treårige kontrakttypene har auka i pris. Snittprisen per veke i 2. kvartal 2010 var på 52,2 øre/kWh for dei 1-årige kontraktane, medan den for dei 3-årige kontraktane låg på 51,3 øre/kWh. Dette er ein oppgang på høvesvis 18 og 6 prosent frå året før. I 2. kvartal 2009 låg snittprisen på 44,1 øre/kWh for dei 1-årige kontraktane, og på 48,2 øre/kWh for dei 3-årige kontraktane.

1.8.2 Leverandørskifter

Som eit ledd i arbeidet med å undersøkje om kraftmarknaden fungerer tilfredsstillande, har Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE) sidan 1997 gjort kvartalsvise undersøkingar om leverandørskifte og prisutvikling. Frå 1999 vart undersøkinga utvida frå berre å omfatte hushald, til òg å inkludere næringskundar. Frå og med fjerde kvartal 2004 er nettselskapa òg bedd om å rapportere om marknadsdelar for dei fem største leverandørane i nærings- og hushaldsmarknaden. NVE kontaktar kvart kvartal nettselskapa i 28 av dei største distribusjonsnetta i Noreg for å innhente tala.⁹

Dei 28 nettområda omfatta i 2. kvartal 2010 85 prosent av hushaldsmarknaden. Frå 1. kvartal 2008 fram til dags dato, er talet på abonnement knytt til hushald og hytter/fritidsbustadar utrekna til 2 398 200. Nøkkeltala for hushaldsmarknaden er difor skalert opp med 1,17 for å representere heile landet.¹⁰

Liberaliseringa av den norske kraftmarknaden

I dag kan hushaldskundar velje kraftleverandør heilt fritt. På Konkurransetilsynet sin kraftprisoversikt var det i utgangen av kvartalet registrert marknadspriskontraktar (spotpriskontraktar) frå over 20 leverandørar for kundar i Oslo, medan det for standard variabel kontraktar var nærare 30 registrerte leverandørar. For fastpriskontraktar kunne ein velje mellom tilbod frå over 20 leverandørar.

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

Samanhengen mellom leverandørskifte og prisutvikling

Figur 1.8.7 gjev ein oversikt over talet på leverandørskifte og prisdifferansar mellom den dyraste dominerande leverandøren av standard variabel kontrakt og den billegaste av dei landsdekkjande leverandørane av same type kontrakt. Ved å samanlikne desse to kontraktane illustrerer ein den alternative prisen ein kunde som har den dominerande leverandøren kan oppnå med å byte kraftleverandør. Ved stor prisdifferanse mellom desse to kontraktane skulle ein kunne forvente fleire leverandørskifte enn ved ein liten prisdifferanse.

Prisskilnaden mellom billegaste landsdekkjande leverandør og dyraste dominerande leverandør av standard variabel kontrakt, har i 2. kvartal 2010 i snitt vore 24,8 øre/kWh. På det meste var prisskilnaden 43,1 øre/kWh, og dette var tilfelle i kvartalets første veke. Ved å byte kontrakt frå dyraste dominerande leverandør til den billegaste landsdekkjande leverandøren kunne ein på dette tidspunktet altså spart 0,43 kroner per kWh, som med eit gjennomsnittleg forbruk tilsvarar omlag 180 kr berre for veke 14 aleine¹¹.

⁹ Utvalet er per i dag frå dei 28 største nettområda i Noreg. Utvalet treng ikkje vere statistisk representativt.

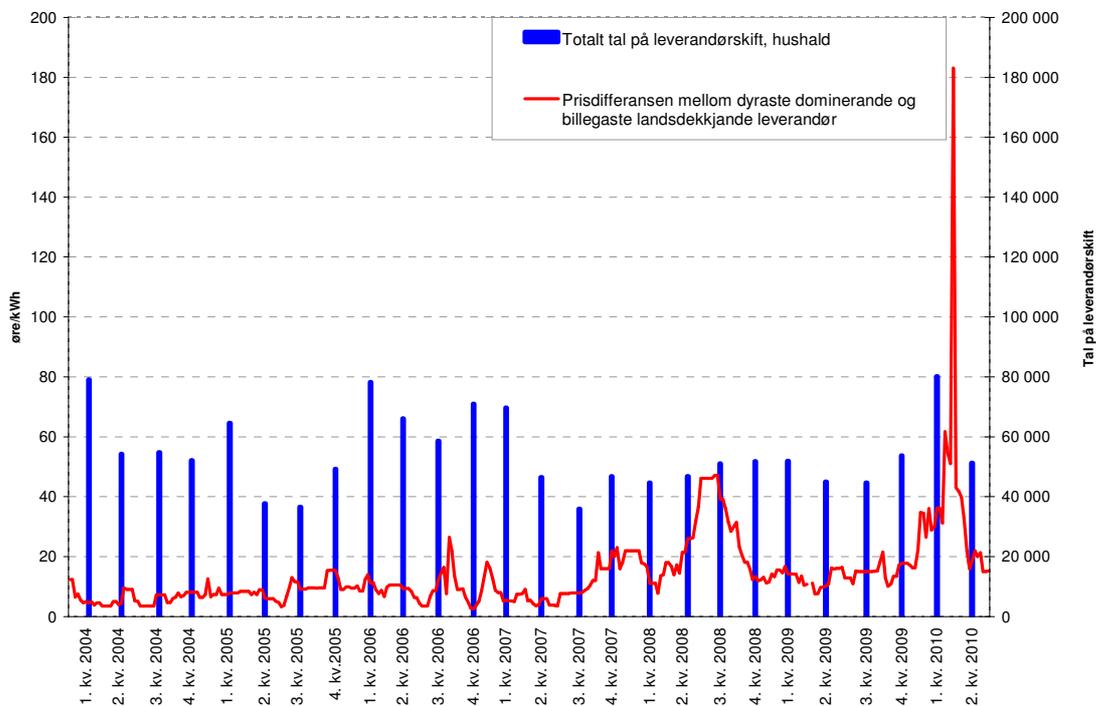
Utvalet er gjort ut i frå vurderinga om at mindre nettselskap har avgrensa ressursar til å drive denne type rapportering. Dersom det er slik at kundar i mindre nettområde er meir lojale mot ein lokal leverandør, vil dei skalerte talla i undersøkinga gi for høge estimat, men dersom det motsette er tilfelle vil estimata bli for låge.

¹⁰ Frå 4. kvartal 2004 til og med 4. kvartal 2007 er talet på leverandørskifte skalert opp med utgangspunkt i 2,3 millionar hushaldsabonnement.

¹¹ Med utgangspunkt i eit standardisert forbruk på 20.000 kWh per år, og ein JIP frå Hafslund Nett AS i Oslo-området.

Gjennom kvartalet var tendensen derimot at prisane nærma seg kvarandre. På det minste, og dette var i kvartalets nest siste og tredje siste veke, var prisdifferansen 15,0 øre/kWh.

1.8.7 Prisspreing og talet på leverandørskifte. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



Ser ein på figur 1.8.7, som viser samanhengen mellom dei nemnde variablane frå 1. kvartal 2004 og fram til 2. kvartal 2010, er det ikkje ein klar samanheng mellom talet på leverandørskifte, og differansen i pris mellom dyraste dominerande leverandør og billegaste landsdekkjande leverandør av standard variabel kontrakt. Årsakene til dette kan vere samansette, men ei forklaring kan vere at det normalt ikkje har vore store skilnader i pris mellom leverandørane. Men sjølv om det ikkje er ein tett følgjande samanheng, er det likevel ein tendens til at talet på leverandørskifte har vore høgare i periodar med store prisskilnader. Årets to første kvartal har til dømes vore prega av historisk store prisskilnader, og samanlikna med fjorårets to første kvartal, der ein til saman hadde omkring 97.000 leverandørskifte, har ein i årets to første kvartal hatt over 130.000 leverandørskifte. Det er ein oppgang på 35 prosent.

Frå 2004 og fram til i dag har talet på kundar på standard variabel kontrakt (som brukast i figur 1.8.7) blitt gradvis redusert. Per i dag er det berre omkring 40,5 prosent av hushalda som har standard variabel kontrakt, medan det i 2003 var over 73,5 prosent. Motsett er det omkring 55 prosent som har marknadspriskontrakt, og desse vil ikkje påverkast i forhold til leverandørskifte av prisskilnadene mellom leverandørar av standard variabel kontrakt. På grunn av dette er det naturleg nok òg andre faktorar enn dei som blir presenterte i figuren, som påverkar det totale talet av leverandørskifte.

Leverandørskifte i hushaldsmarknaden

For hushaldsmarknaden baud 2. kvartal 2010 på 51.255 leverandørskifte. Dette tilsvarar ein nedgang på 36 prosent frå 1. kvartal, då ein hadde 80.092 leverandørskifte. Samanlikna med same kvartal i fjor, då talet på leverandørskifte var på 44.631, auka leverandørskifta innanfor hushaldssektoren med 15 prosent.

Det totale talet på leverandørskifte i hushaldsmarknaden i perioden 1. januar 1995 til 4. juli 2010 er no på til saman 2 531 075.

Leverandørskifte i næringsmarknaden

For næringsmarknaden hadde ein til saman 6.573 leverandørskifte, og tendensen er lik som i hushaldsmarknaden. Samanlikna med 1. kvartal var det ein nedgang på 36 prosent, men samanlikna med tilsvarande kvartal året før var det ein oppgang på heile 26 prosent.

At det for næringskundar var færre leverandørskifte i 2. kvartal enn i 1. kvartal er ikkje overraskande. Som ein kan sjå av figur 1.8.10. er dette ein gjentakande tendens kvar sesong. Ei mogleg årsak til denne tendensen kan vere at kontraktane for næringskundar hovudsakleg reviderast ved årsskiftet.

1. kvartal 2010

At ein såg ein nedgang i talet på leverandørskifte frå 1. til 2. kvartal er ikkje uvanleg for sesongen. Men det kan òg ha blitt forsterka av at 1. kvartal 2010 baud på fleire unormale hendingar, noko som ikkje i same grad var tilfelle i 2. kvartal. For det første hadde 1. kvartal generelt høgare prisar enn normalt for årstida kombinert med svært høge prisar visse dagar i januar og februar. Dette kan ha leidd til større merksemd i media kring pris på kraft og leverandørbyte, og kan difor ha medverka til at kundane har hatt fokus på energisparingstiltak og høve for leverandørskifte.

For det andre gjekk òg ein av dei største kraftleverandørane, Vitel, ut av marknaden den 24. februar 2010. Alle Vitel sine kundar blei som følgje av dette umiddelbart overført til *leveringsplikt*¹², og dei fleste av desse valde seg sidan ein ny kraftleverandør. Denne hendinga kan òg ha medverka til at 1. kvartal 2010 hadde høgare aktivitet av leverandørskifte enn i 2. kvartal. Totalt blei det rapportert om 21 304 Vitel-kundar per 24. februar 2010.

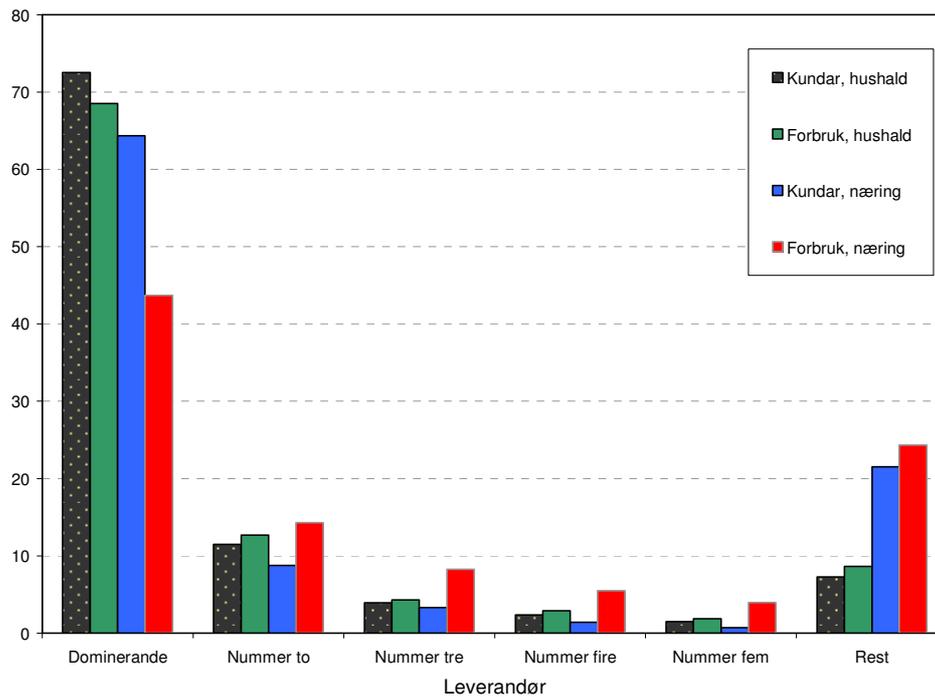
Marknadsdelar

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

Figur 1.8.8 viser kor stor del av kundar og forbruk dei fem største leverandørane i snitt har innanfor "sitt" nettområde i 2. kvartal 2010. Delen av hushaldskundar som har den lokale dominerande leverandøren var på ca. 72,5 prosent, og for næringskundar var delen på 64,4 prosent. Når det gjeld delen av forbruket som tilfall den dominerande leverandøren, var det for hushalds- og næringskundar på høvesvis 68,5 og 43,7 prosent.

¹² Leveringsplikt, eller ventetariff, er ein pålagt plikt alle nettselskap har til å levere kraft til kundane i nettområdet som er utan kraftleverandør, til dømes pga. flytting eller når kraftleverandøren ikkje kan levere kraft pga. konkurs eller at dei avsluttar si verksemd på ein annan måte.

1.8.8. Gjennomsnittleg marknadsdel i prosent for dei fem dominerande leverandørane i 2. kvartal 2010. Kjelde: NVE

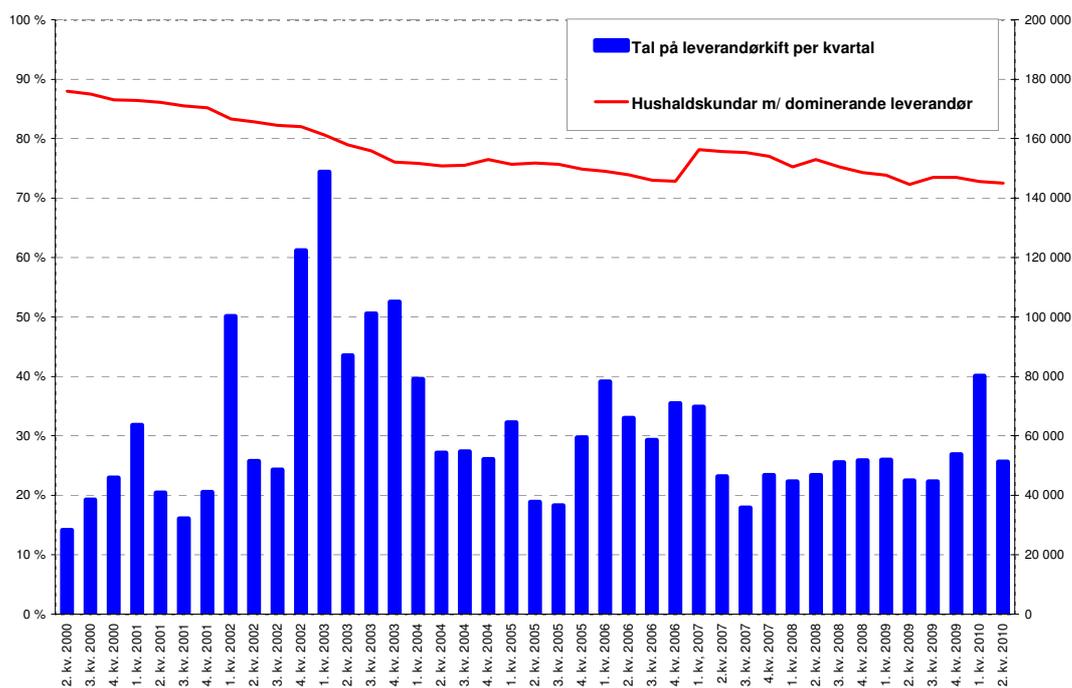


Delar i hushaldsmarknaden

Figur 1.8.9 viser talet på leverandørskifte over tid, og utviklinga i delen av hushaldskundar som er tilknytt den dominerande leverandøren i sitt nettområde. Figuren viser at det har vore ein fallande tendens i marknadsdelane hos dei dominerande leverandørane. Dette kan skuldast auka konkurranse mellom kraftleverandørar, samt at stadig fleire hushaldskundar har blitt medvitne på at dei fritt kan velje kraftleverandør.

Når det gjeld storleiken på marknadsdelane finn vi relativt stor spreing mellom dei ulike nettområda. Den lågaste marknadsdelen for ein dominerande kraftleverandør i hushaldsmarknaden i 1. kvartal 2010 var på 26,6 prosent, medan den høgaste marknadsdelen var 89,5 prosent. Gjennomsnittleg marknadsdel i hushaldsmarknaden var 72,5 prosent, noko som er 0,25 prosentpoeng lågare enn førre kvartal (72,8 prosent).

1.8.9 Talet på leverandørskifte og marknadssdelar for dominerande leverandør for hushaldskundar. Kjelde: NVE

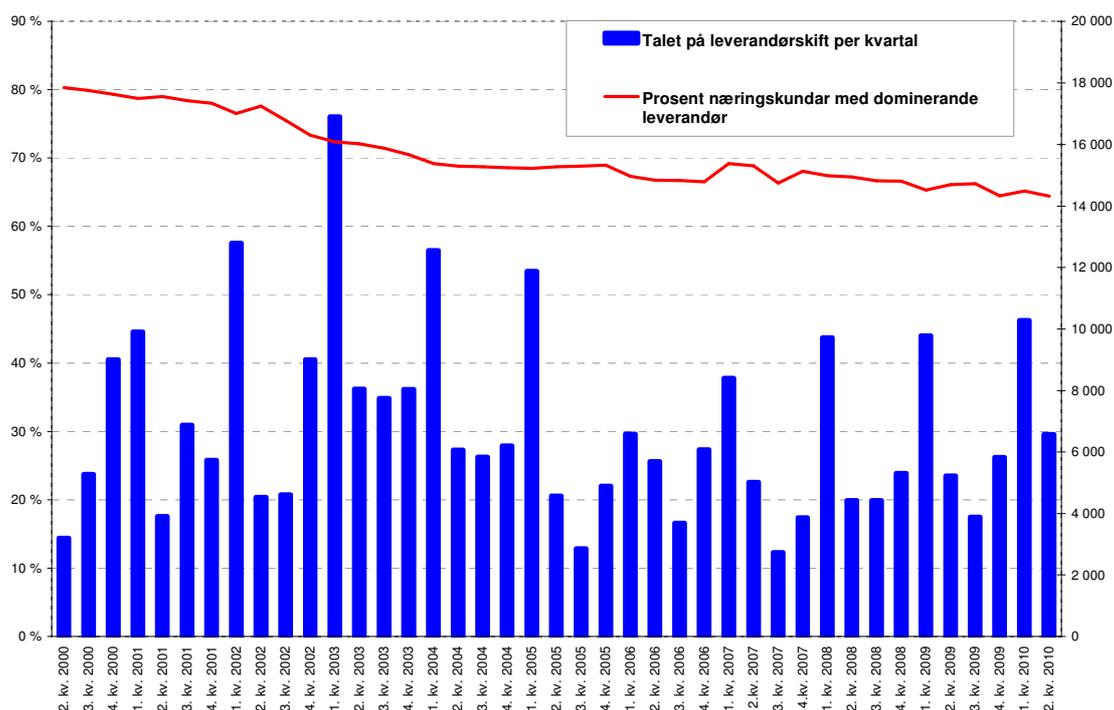


Delar i næringsmarknaden

For næringsmarknaden dekkjer dei innrapporterte områda 91 prosent av marknaden. Nøkkeltala er difor skalert opp med 1,10 for å representere heile landet.¹³ Høgaste marknadssdel for ein dominerande leverandør til næringskundar i 2. kvartal 2010 var 89,5 prosent, medan den lågaste marknadssdelen var på 26,6 prosent. I snitt var marknadssdelen 64,4 prosent, 0,8 prosentpoeng lågare enn førre kvartal (65,2 prosent).

¹³ Frå og med 1. kvartal 2008 var det 314 800 abonnement innafor næringsmarknaden i Noreg.

1.8.10 Talet på leverandørskifte og marknadssdelar for dominerande leverandørar for næringskundar. Kjelde: NVE



1.8.3 Kontraktval

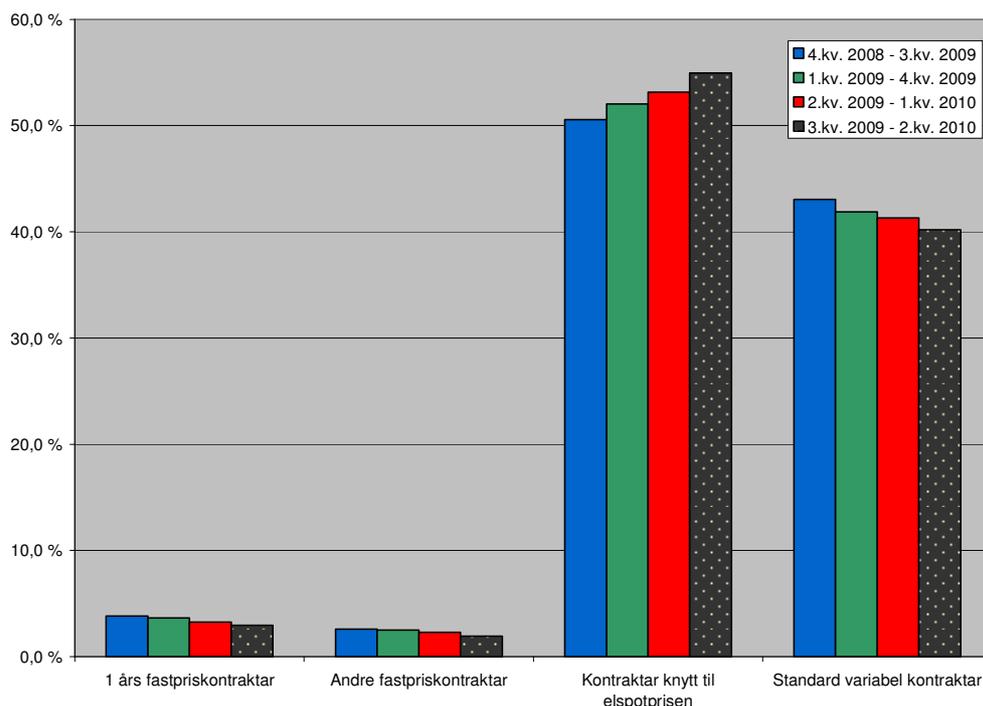
Oversikta over kva slags kontrakttypar hushalda vel er henta frå ei utvalsundersøking gjennomført av Statistisk Sentralbyrå (SSB) og er basert på informasjon frå 50 av selskapa som opererer innanfor sluttbrukarmarknaden. Det korrigerast ikkje for manglande innrapportering, og det er difor grunn til å vere varsam med å leggje for mykje vekt på den kvartalsvise utviklinga i undersøkinga.

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

Kraftkontraktar – hushaldskundar

Standard variabel kontrakt har tradisjonelt vore den mest vanlege kontrakttypen for hushaldskundar i Noreg. I 2003 hadde 73,5 prosent av kundane i snitt denne kontrakttypen, medan berre 40,2 prosent hadde slik kontrakt i snitt over dei fire siste kvartalane (3. kvartal 2009 - 2. kvartal 2010). 55,0 prosent av hushaldskundane har no ein marknadspriskontrakt knytt til elspotprisen, medan berre 4,9 prosent har fastpriskontrakt. Dette er presentert i figur 1.8.11, som bekreftar den langsiktige trenden i retning av at stadig fleire hushaldskundar vel marknadspriskontrakt framfor standard variabel kontrakt.

Figur 1.8.11 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i hushaldsmarknaden. Kjelder: SSB og NVE



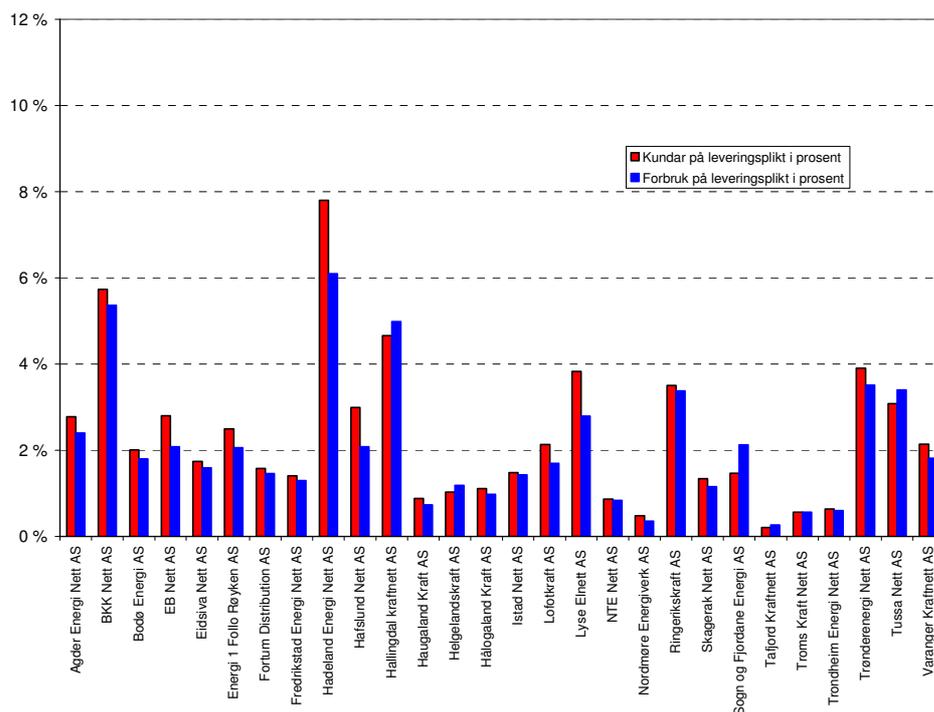
Leveringsplikt

Nokre kundar har ikkje valt ein eigen kraftleverandør, men får som følge av leveringsplikta levert kraft frå nettleverandørane i det området der han eller ho bur. Prisen for kundar på leveringsplikt er regulert dei første seks vekene, og prisen i denne tida skal ikkje vere høgare enn elspotprisen i området pluss eit påslag på 5 øre/kWh (ekskl. mva.). Etter dei første seks vekene skal nettselskapet fastsette prisen på ein slik måte at kundane får incentiv til å velje ein normal kraftleverandør. Leveringsplikta er meint å vere ei midlertidig ordning og skal difor vere dyrare enn ein marknadsbasert kraftavtale i området over tid. Likevel ser ein ein tendens til at nettselskapa har relativt mange kundar på leveringsplikt.

I snitt hadde 2,3 prosent av hushaldskundane ikkje valt kraftleverandør ved utgangen av 2. kvartal 2010. Dette er ein marginal oppgang på 0,1 prosentpoeng frå førre kvartal. Største delen av kundar på leveringsplikt i eit nettområde var på 7,8 prosent.

Figuren under viser kor mange prosent av hushaldsabonnentane som per 4. juli 2010 var på leveringsplikt i dei 28 utvalte nettområda.

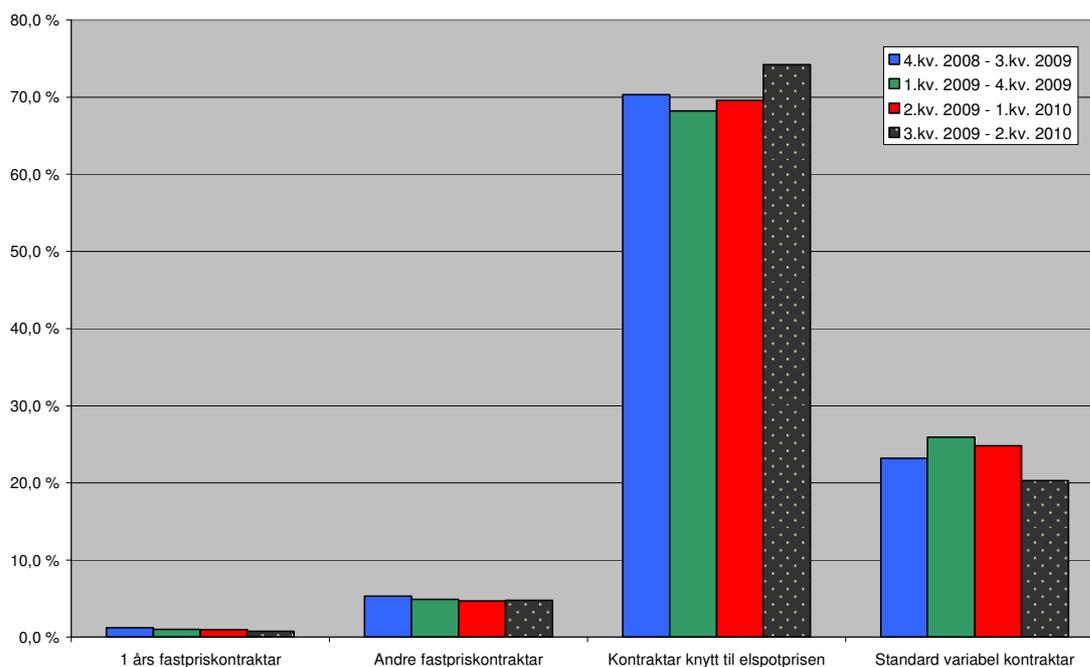
Figur 1.8.12 Prosentvis fordeling av husholdskundar på leveringsplikt for 28 nettområde i Noreg per 4. juli 2010. Kjelde: NVE.



Kraftkontraktar – næringskundar

Samanlikna med husholdskundar har næringskundar, utanom industrien, i større grad valt marknadspriskontrakt (knytt til elspotprisen). I figur 1.8.13 kan ein sjå at talet på kundar med marknadspriskontrakt hadde ein viss fallande tendens i 2009, medan den i dei siste kvartalane igjen har auka relativt kraftig. Men ein må igjen presisere at det er noko uvisse knytt til datainnsamlinga.

Figur 1.8.13 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i næringsmarknaden. Kjelder: SSB og NVE.



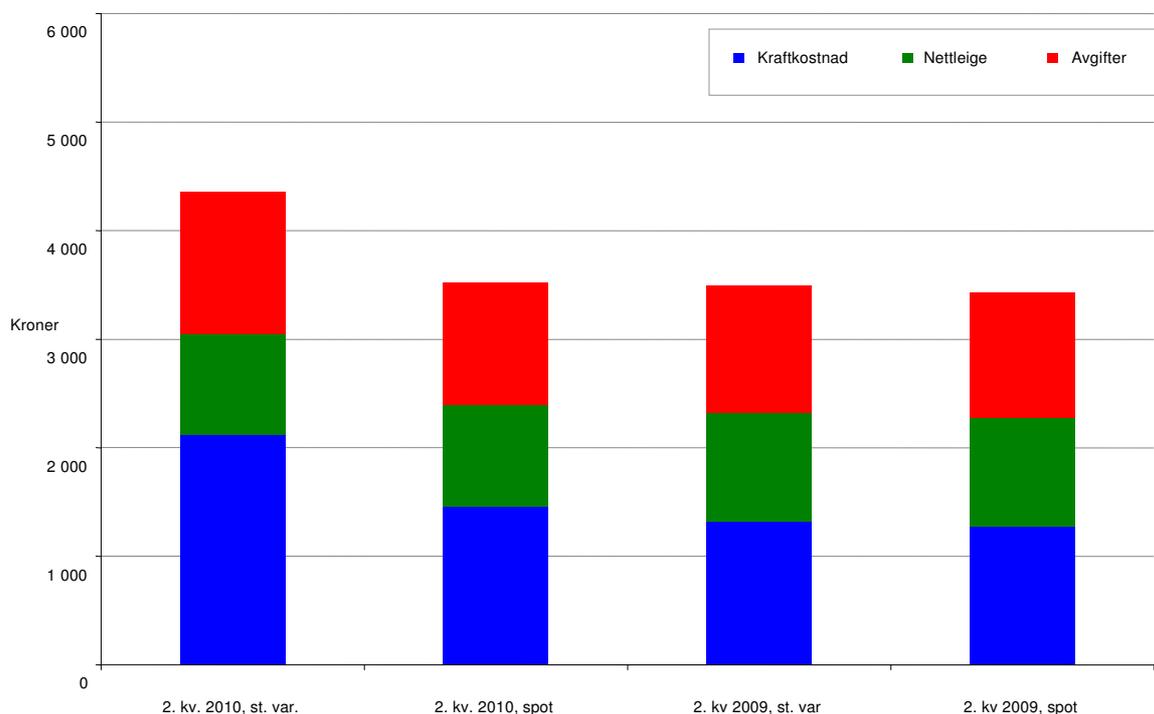
Delen av næringskunder med marknadspriskontrakt var i snitt den siste firekvartalsperioden på 74,2 prosent, og delen av næringskunder med standard variabel kontrakt var på 20,3 prosent. Til saman hadde 5,6 prosent av næringskundane ein eller annan form for fastpriskontrakt.

1.8.4 Husstandane sine samla utgifter til elektrisk kraft

Totalprisen på kraft for ein forbrukar er sett saman av kraftpris, nettleige og avgifter. Med utgangspunkt i ein gjennomsnittleg pris på standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane, og eit forbruk på 20 000 kWh per år, var den totale utrekna utgifta til elektrisk kraft for ein hushaldskunde på 4 356 kroner i 2. kvartal 2010. Med same føresetnadar var prisen for ein marknadspriskontrakt i prisområdet Aust-Noreg (NO1) på 3 523 kroner. Det betyr at ein med dette forbruksmønsteret kunne spart 833 kroner ved å velje marknadspriskontrakt framfor ein gjennomsnittleg standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane. Om ein samanliknar desse tala med same kvartal i 2009, kan ein sjå ein auke på omkring 24,8 prosent for standard variabel kontrakt, medan det for marknadspriskontrakt berre var ein auke på 2,7 prosent.

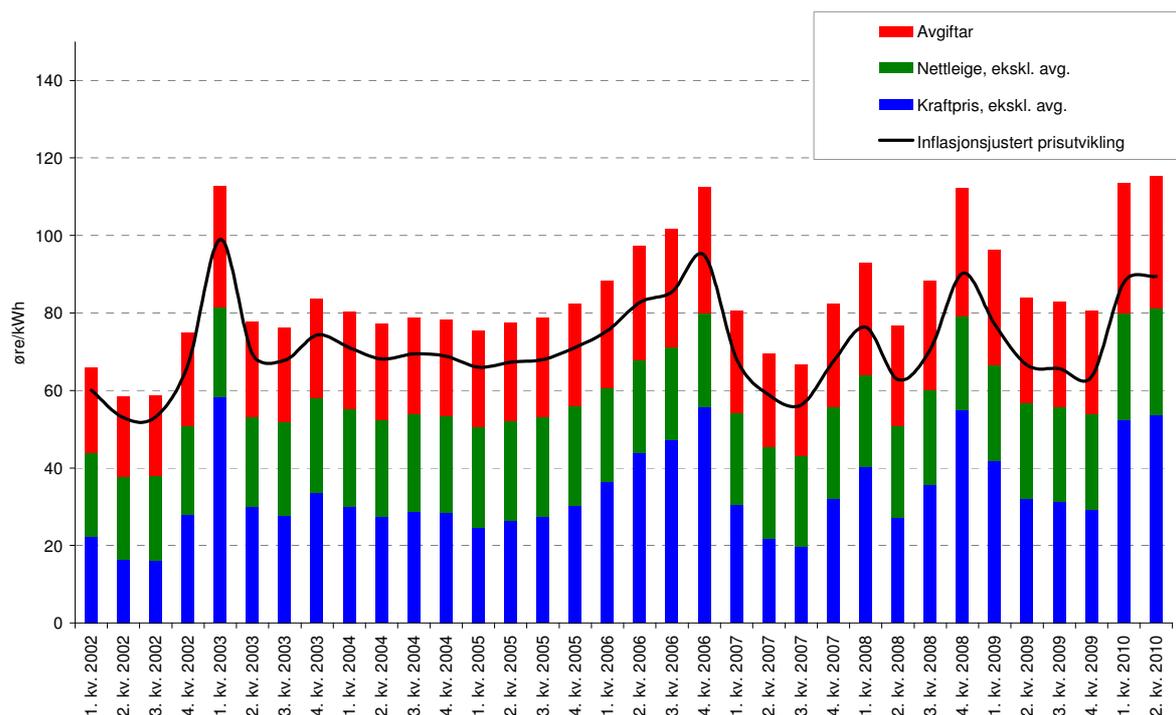
Den totale kostnaden for ein forbrukar med standard variabel kontrakt i 2. kvartal 2010 kan ein dele opp i følgjande kostnadsledd: 48,6 prosent kraftpris, 21,4 prosent nettleige og 30,0 prosent avgifter. Tal for tilsvarende kvartal i 2009 var: 37,8 prosent kraftpris, 28,2 prosent i nettleige og 33,4 prosent i avgifter. Dersom ein ser på figuren under kan ein sjå at det var prisen kraftleverandørane tok for krafta levert på standard variabel kontrakt som utgjorde den største auka i kostnader.

1.8.14 Totalkostnad i 2. kvartal til kraft, nettleige, og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.15 viser utviklinga av totale kostnader fordelt på kraft, nettleige og avgifter, samt ei inflasjonsjustert prisutvikling av totale kostnader, for ein kunde med standard variabel kontrakt frå 1. kvartal 2002 til og med 2. kvartal 2010. Som ein kan sjå er kraftprisen den største bestanddelen i totale kostnader for forbrukaren og den er òg det kostnadsleddet som varierer mest.

Figur 1.8.15 Kraftpris (standard variabel, volumvegd), nettleige og avgifter, gjennomsnitt for kvartalet, øre/kWh.
 Kjelder: Konkurransetilsynet, SSB og NVE.

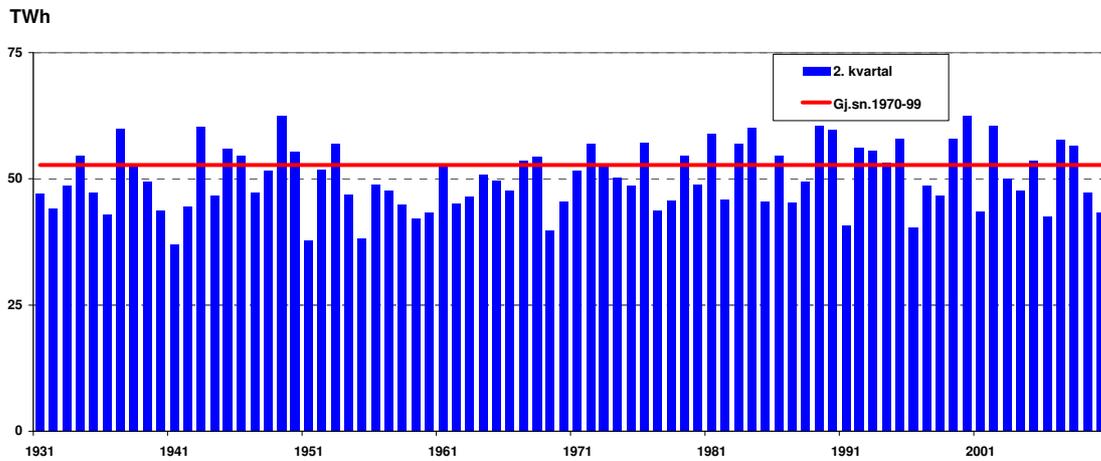


Gjennomsnittsprisen for kraft kjøpt på standard variabel kontrakt auka òg noko frå 1. til 2. kvartal 2010. Historisk sett kan ein sjå at dette òg har hendt tidlegare, men at det er unormalt med to påfølgjande kvartal med høge prisar.

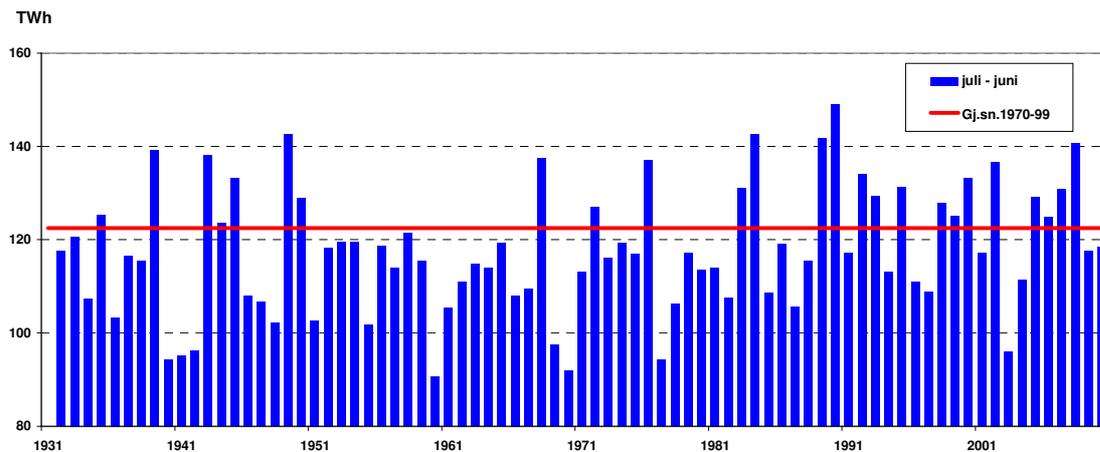
For å setje prisutviklinga i eit historisk perspektiv kan det nemnast at den inflasjonsjusterte kraftprisen har auka med 68 prosent sidan 2. kvartal 2002.

2 Vedlegg

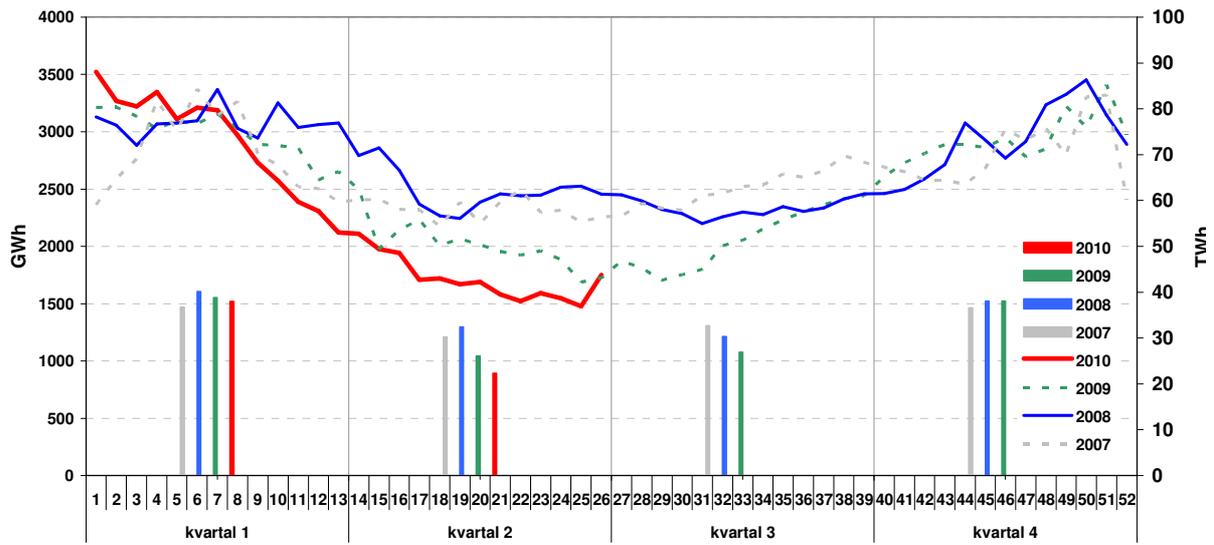
Figur 2.1 Tilsig for 2. kvartal fra 1931 til 2010. Kjelde: NVE og Nord Pool.



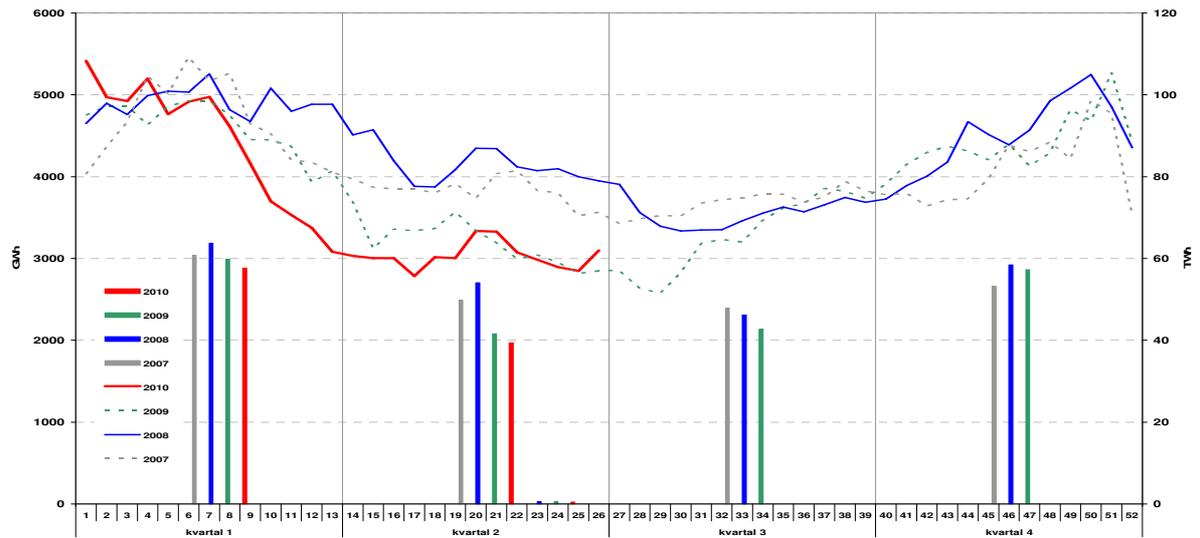
Figur 2.2 Tilsig for 12 måneders perioden juli til juni fra 1931 til 2010. Merk at x-aksen kryssar ved 80 TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool.



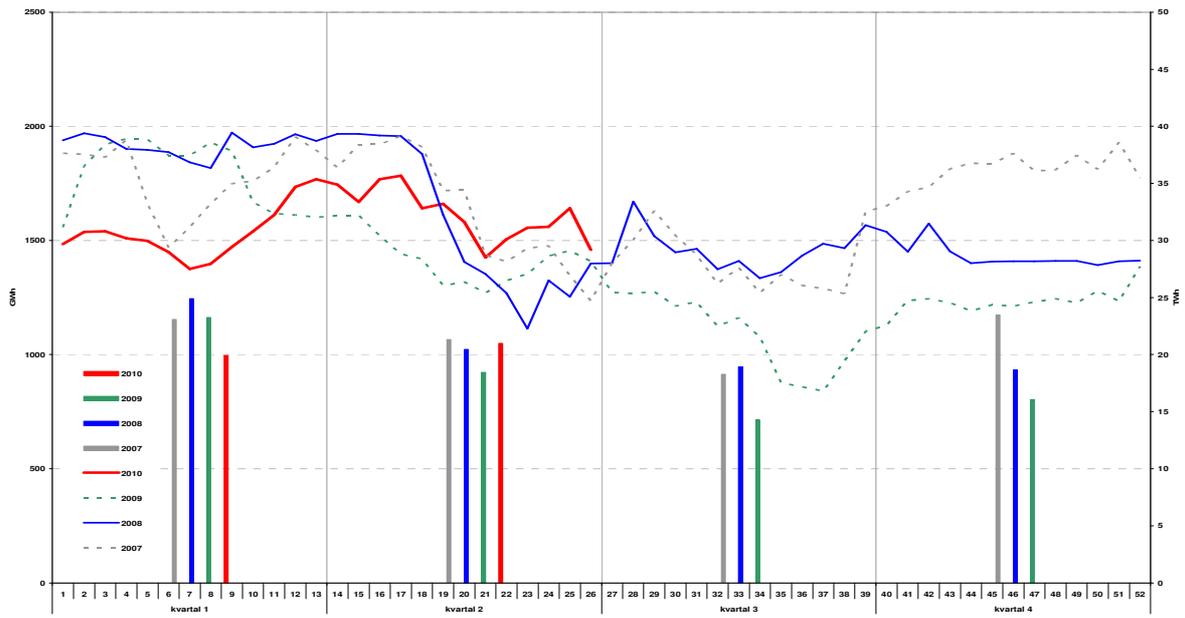
Figur 2.3 Norsk kraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



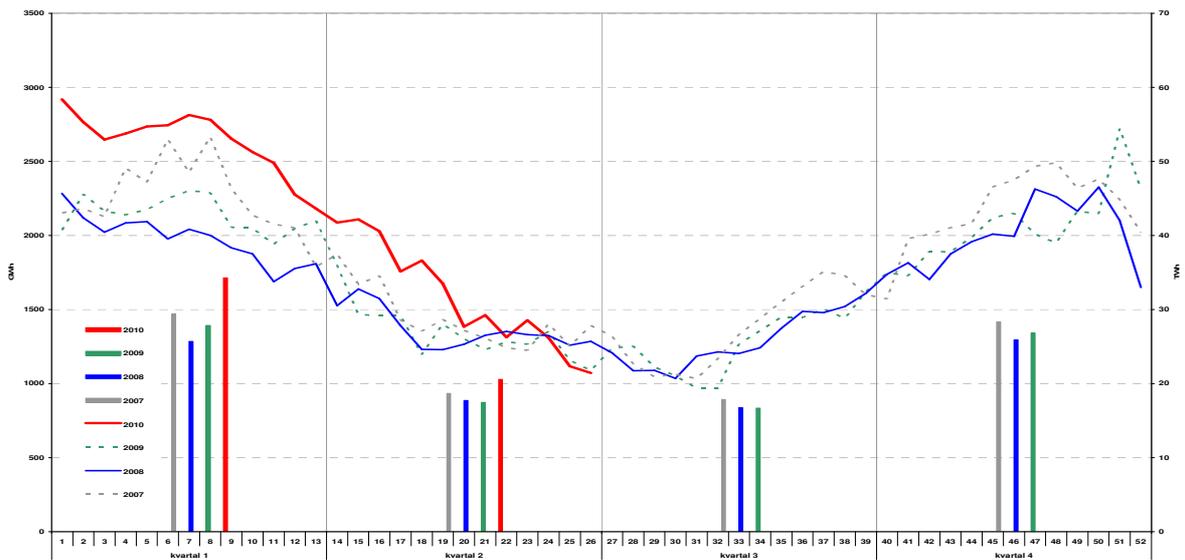
Figur 2.4 Nordisk vasskraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



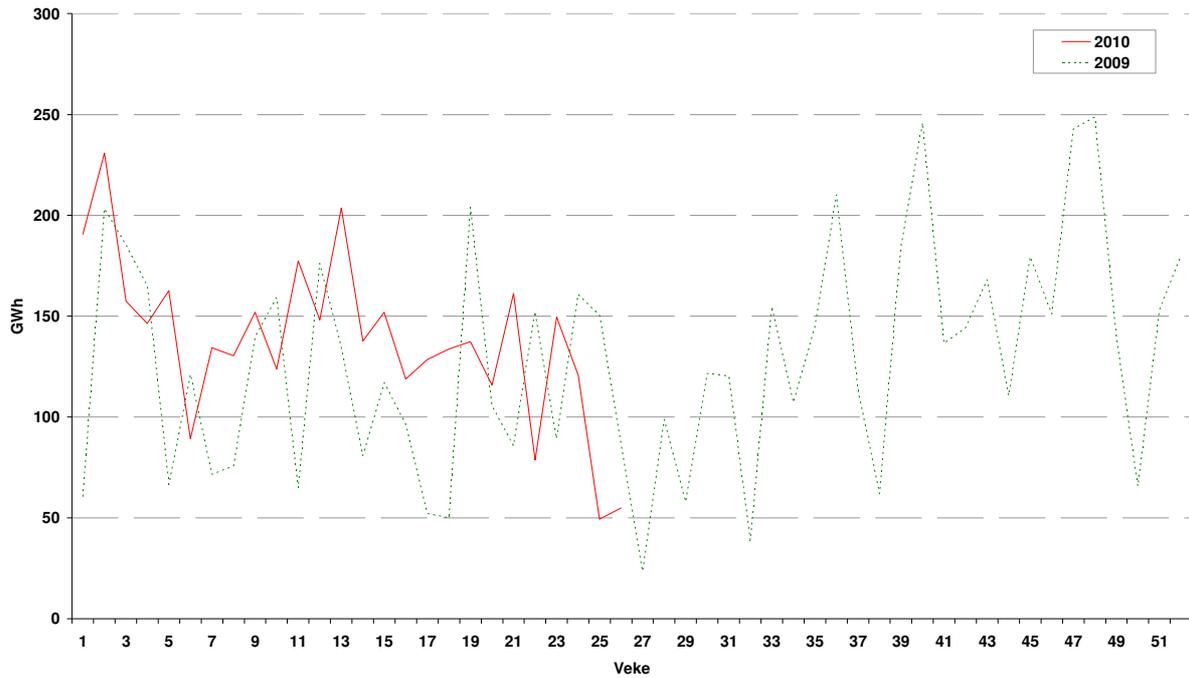
Figur 2.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



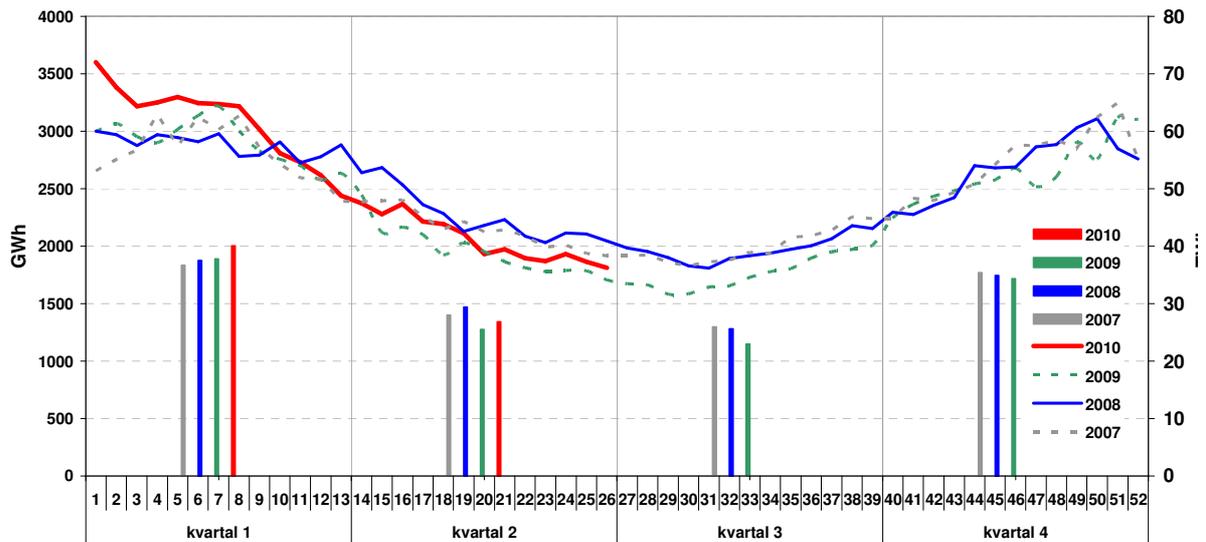
Figur 2.6 Anna nordisk kraftproduksjon, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



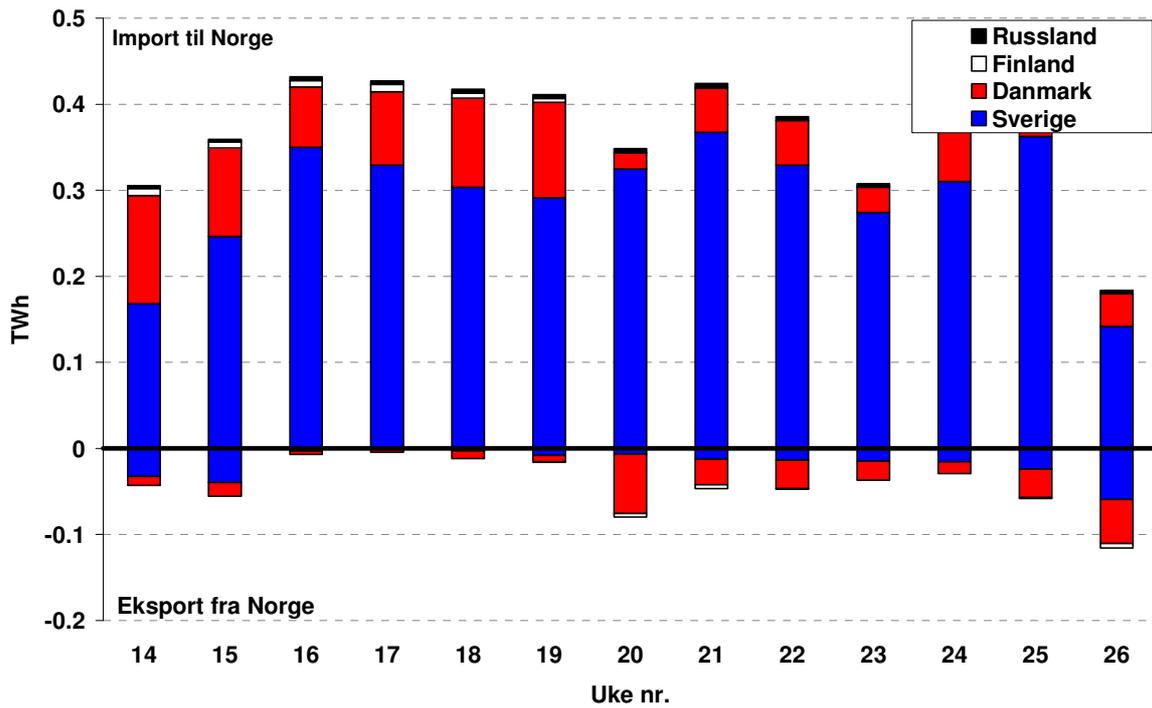
Figur 2.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2009 - 2010 GWh/veke. Kjelde: Energinet.dk



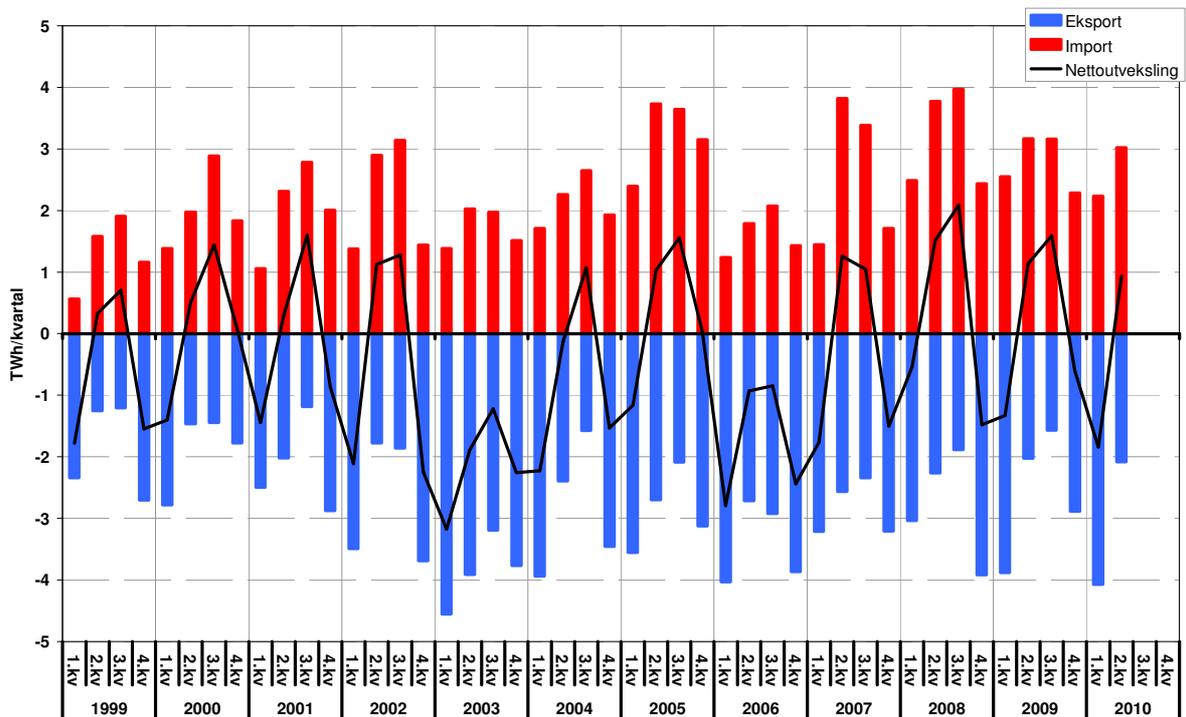
Figur 2.8 Norsk forbruk, 2007 – 2010, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



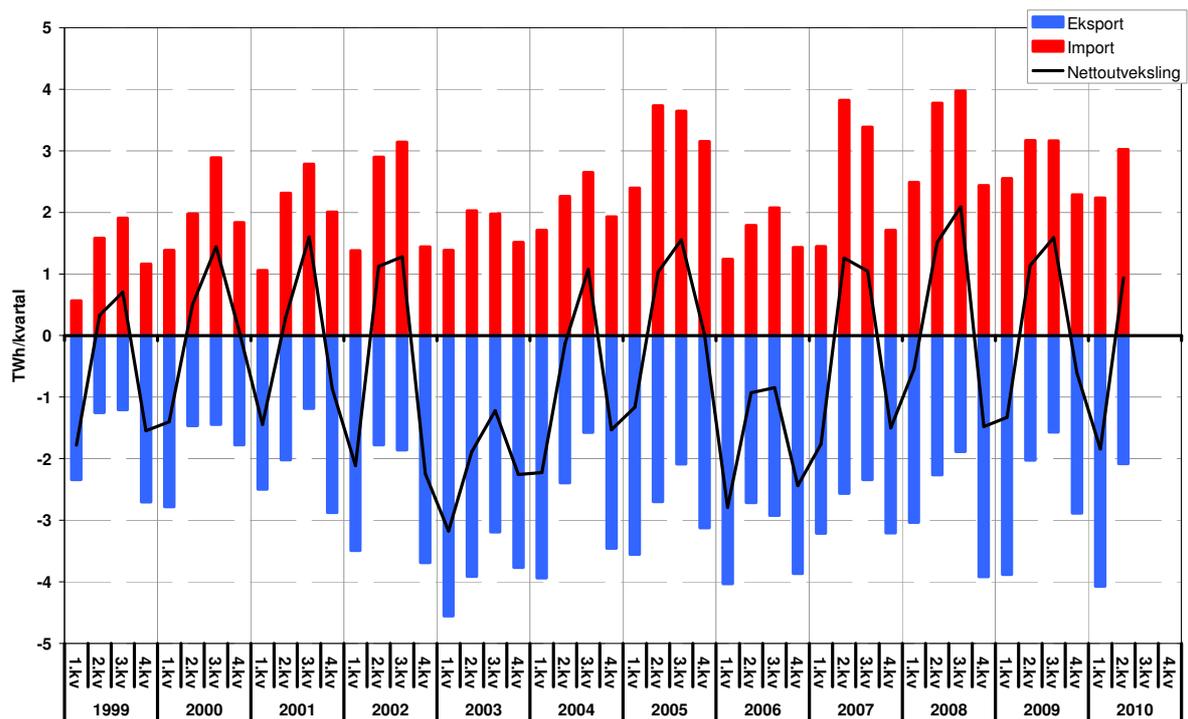
Figur 2.9 Norsk utveksling av kraft i andre kvartal 2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



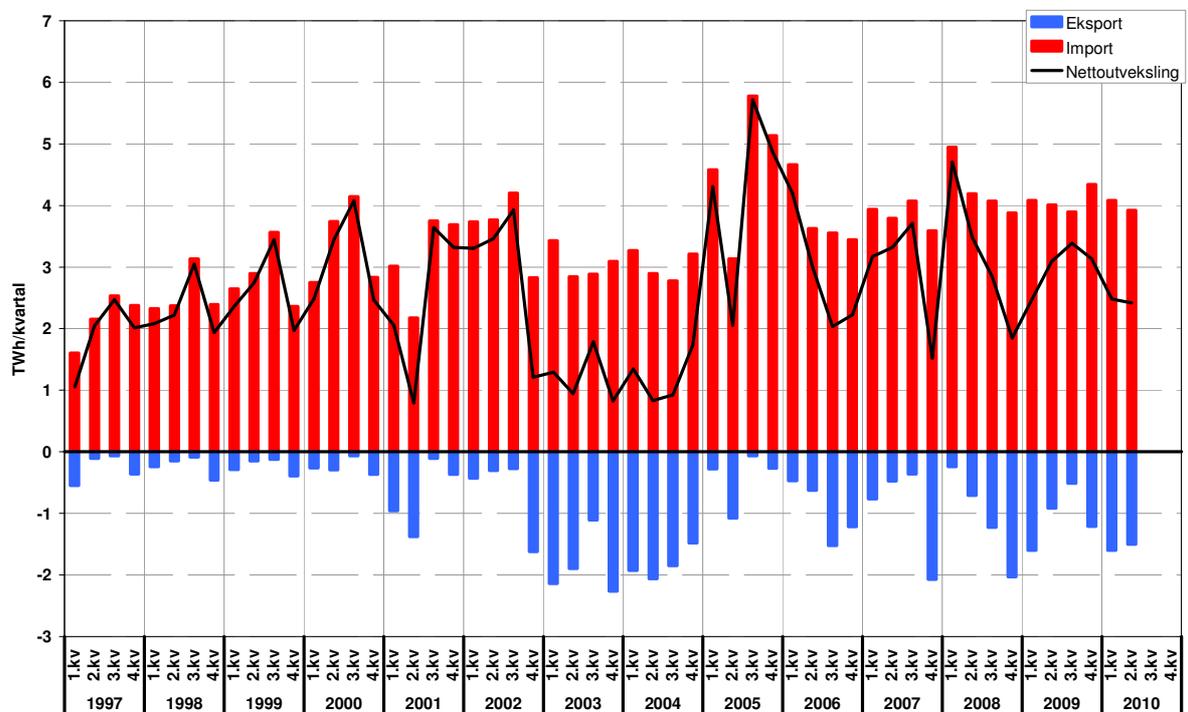
Figur 2.10 Import/eksport Sverige, 1995-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 2.11 Import/eksport Danmark, 1999-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 2.12 Import/eksport Finland, 1997-2010, TWh. Kjelde: Nord Pool



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

Utgitt i Rapportserien i 2010

- Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 4. kvartal 2009
- Nr. 2 Tilgangen til fornybar energi i Norge - et innspill til Klimakur 2020 (30 s.)
- Nr. 3 Klimagassutslipp fra fjernvarme: Tiltak og virkemidler- et innspill til Klimakur 2020 (30 s.)
- Nr. 4 Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger - et innspill til Klimakur 2020 (120 s.)
- Nr. 5 Årsrapport for tilsyn 2009 (30 s.)
- Nr. 6 Klimautfordringer i kraftsektoren frem mot 2100. Sammendragsrapport (13 s.)
- Nr. 7 Thomas Skaugen (red.) Norges hydrologiske stasjonsnett –analyse og strategi (56 s.)
- Nr. 8 Kulturminner i vassdrag. Flom- og erosjonssikring, kanaler og miljøtiltak (96 s.)
- Nr. 9 Jørn Opdahl, Hervé Colleuille: Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2009 (39 s.)
- Nr. 10 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 1. kvartal 2010
- Nr. 11 Anne Haugum (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2009 (45 s.)
- Nr. 12 Grethe H Midttømme (red.): Analyse av dambruddsbølger
- Nr. 13 Hege Sveaas Fadum (red.) Avbrottsstatistikk 2009 (110 s.)
- Nr. 14 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 2. kvartal 2010 (71 s.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Internett: www.nve.no

