Kvartalsrapport for kraftmarkedet

4. kvartal 2009

Tor Arnt johnsen (red.)

1
2010

RAPPORT

Kvartalsrapport for kraftmarkedet 4. kvartal 2009

Rapport nr. 1

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Tor Arnt Johnsen
Forfattere: Hege Bøhler, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Kristian Rasmussen, Seming Haakon Skau, Knut Hofstad, Kjell Thorsen og Tor Arnt Johnsen.

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 20
Forsidefoto:
ISBN: 978-82-410-0706-4
ISSN: 1501-2832

Sammendrag: I fjerde kvartal var temperaturene omtrent som normalt. Det nyttbare tilsiget var 19,4 TWh, 2,8 TWh mindre enn normalt, mens det i hele 2009 var 124,9 TWh. Det norske kraftforbruket var 35,2 TWh, 1,1 prosent lavere enn samme kvartal i fjor. For året som helhet var forbruket 121,5 TWh, 7,3 TWh lavere enn i 2008. Reduksjonen har først og fremst vært i kraftintensiv industri. På tross av relativt lavt forbruk forble produksjonen høy, og det ble satt norsk produksjonsrekord 18. desember. 38,7 TWh ble produsert i fjerde kvartal, mens det i hele 2009 ble produsert 130,5 TWh. Mye av dette ble eksportert til Sverige, hvor kjernekraftproduksjonen var svært lav. Kombinasjonen av høy produksjon og tilsig under normalt gjorde at magasinfyllingen ved utgangen av året endte på 67,6 prosent, som er 4 prosentpoeng under normalt. Mens Norden i 2009 importerte netto 7,9 TWh elektrisk kraft, eksporterte Norge netto 9,0 TWh, hvorav 5,2 TWh til Sverige. 17. desember kom elspotprisen i Nord- og Midt-Norge i noen timer opp i 11,8 kr/kWh, som er norsk prisrekord. De gjennomsnittlige elspotprisene steg fra forrige kvartal, men er likevel omkring en tredjedel under fjerdekvartalsprisene fra 2008.

Emneord: elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarked, tilsig, magasinfylling, krafthandel, kraftforbruk, strømpriser

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

Norges vassdrags- og energidirektorat
2010

Innhold

Kvartalsrapport for kraftmarkedet 4. kvartal 2009 i

Forord iv

Sammendrag v

1 Kraftmarkedet i fjerde kvartal 2009 1

1.1 Ressursgrunnlaget 4
1.1.1 Tilsig i Norge 4
1.1.2 Tilsig i Sverige 5
1.1.3 Temperatur 6
1.1.4 Nedbør 7
1.1.5 Snø 8
1.1.6 Grunn- og markvann 10
1.2 Magasinutviklingen 11
1.2.1 Magasinutviklingen i Sverige og Finland 12
1.3 Produksjon 14
1.3.1 Norge 16
1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene 17
1.4 Forbruk 19
1.4.1 Norge – stor nedgang i forbruket i 2009 20
1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene 23
1.5 Andre energibærere i Norge 26
1.6 Kraftutveksling 29
1.6.1 Norge 31
1.6.2 Andre nordiske land 32
1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet 34
1.7.1 Spotmarkedet 34
1.7.2 Terminmarkedet 36
1.8 Sluttbrukermarkedet 42
1.8.1 Priser og prisutvikling 42
1.8.2 Leverandørskifter 45
1.8.3 Kontraktsvalg 46
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft 48
1.9 Utsikter for framtidig kraftproduksjon 50

2 Vedlegg 52

3 Electricity demand and temperature 58

3.1 Introduction 58
3.2 Theoretical considerations 60
3.3 Data 64
3.4 Estimation results 67
3.5 Application of the model – temperature adjustment 72
3.6 Concluding remarks 75
3.7 References 77
3.8 Appendix 78

Forord

Energiavdelingen i NVE presenterer herved rapport for kraftmarkedet for fjerde kvartal 2009. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er første utgave i kvartalsrapportens 6. årgang. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 4-5 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i april 2010.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energiavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Hege Bøhler, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Kristian Rasmussen, Seming Haakon Skau, Knut Hofstad, Kjell Thorsen og Tor Arnt Johnsen, som også har ledet arbeidet.

Oslo, 12. februar 2010

Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

I fjerde kvartal kom det nedbør i områder med vannkraftverk som kan gi en produksjon på 29 TWh. Dette er 10 TWh mindre enn normalt. Tilsiget til magasinene var 19,4 TWh, og det er 2,8 TWh mindre enn normalt. I 2009 kom det 119 TWh nedbørenergi, 3,5 TWh mindre enn normalt. Tilsiget til magasinene var 124,9 TWh, 2,4 TWh mer enn normalt. Differansen skyldes smelting av snø som falt i 2008. Nivået i norske vannmagasiner sank gjennom fjerde kvartal fra 89,1 prosent, 1,1 prosentpoeng over medianen, til 67,6 prosent ved utgangen av året, 4 prosentpoeng under medianen.

Det innenlandske kraftforbruket var 35,2 TWh i fjerde kvartal, en reduksjon på 1,1 prosent fra i fjor. I 2009 var forbruket 121,5 TWh, en nedgang på 7,3 TWh fra 2008. Det meste av nedgangen, vel 6 TWh, skyldes lavere aktivitet i kraftintensiv industri. Likevel, og på tross av at dette er det laveste forbruket i denne sektoren siden 1982, økte industriens forbruk fra 6,3 TWh i tredje kvartal til 6,9 TWh i fjerde kvartal 2009. I alminnelig forsyning var det temperaturkorrigerte forbruket i fjerde kvartal 26,6 TWh, 0,5 prosent høyere enn i samme periode i 2008. Samlet for 2009 var det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning 90,5 TWh.

I fjerde kvartal 2009 ble det produsert 38,7 TWh elektrisk kraft i Norge, en nedgang på 0,7 prosent fra i fjor. Likevel er dette den tredje høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. Mellom klokka 08 og 09 fredag 18. desember ble det produsert 25 266 MWh, som er ny norsk produksjonsrekord. I 2009 ble det produsert 130,5 TWh, mot 142,7 TWh i 2008. Den norske produksjonen var dermed i sum om lag som et normalår

Lav vann- og kjernekraftproduksjon i Sverige bidro til at Norge eksporterte netto 5,2 TWh til Sverige i løpet av 2009. Totalt hadde Norge en netto krafteksport på 9,0 TWh. Norge var i 2009 det eneste nordiske landet med nettoeksport av elektrisk kraft. Norden som helhet importerte netto 7,9 TWh, hvorav 3,0 TWh i årets siste kvartal.

Fra tredje til fjerde kvartal 2009 økte den gjennomsnittlige elspotprisen med 15, 21 og 19 prosent i henholdsvis Sør-, Midt- og Nord-Norge. Snittprisen endte i disse områdene på 29,1, 32,2 og 32,1 øre/kWh. Tilsig og nedbør under normalt, samt lav produksjon ved de svenske kjernekraftverkene bidro til prisøkningen. I Nord- og Midt-Norge ble det satt prisrekord om ettermiddagen 17. desember, da kraftprisen kom opp i 11,8 kr/kWh. Den bakenforliggende årsaken til slike prishopp er at etterspørselen etter elektrisk kraft er svært uelastisk. Små endringer i tilbud og etterspørsel kan derfor på kort sikt gi enorme prisutslag. I 2009 var snittprisen 29,6, 31,1 og 31,1 øre/kWh i henholdsvis Sør-, Midt- og Nord-Norge, en reduksjon på 9, 26 og 24 prosent fra 2008.

Også prisen på en terminkontrakt ved Nord Pool med levering i første og andre kvartal 2010 økte fra henholdsvis 28,3 og 25,7 øre/kWh ved inngangen av kvartalet, til 35,5 og 32,8 øre/kWh

ved utgangen av året. Ved den tyske kraftbørsen EEX var det motsatt utvikling. Her falt prisene på tilsvarende kontrakter fra 41,2 og 34,8 øre/kWh til 35,6 og 32,9 øre/kWh. Mindre nedbør enn normalt, og mindre svensk kjernekraftproduksjon enn forventet, bidro til at den nordiske terminprisen økte. Lavere kraftforbruk og fortsatt lave brenselkostnader medvirket til at terminprisen falt på kontinentet.

I fjerde kvartal 2009 var standard variabel kontrakt den billigste kontraktsformen. Gjennomsnittlig pris for landsdekkende leverandører var 31,8 øre/kWh, og det er 5,2 øre billigere enn foregående kvartal. Markedspriskontrakten var billigst i Sør-Norge, hvor prisen i snitt var 38,3 øre/kWh. I Midt- og Nord-Norge var prisen i snitt 42,1 og 42,0 øre/kWh.

1 Kraftmarkedet i fjerde kvartal 2009

Tilsig noe under normalt for kvartalet.

I fjerde kvartal 2009 var det nyttbare tilsiget i Norge 19,4 TWh. Det er 2,8 TWh mindre enn normalt og 6,0 TWh mindre enn i samme kvartal i fjor. I 2009 har det nyttbare tilsiget vært 124,9 TWh, og det er 2,4 TWh mer enn normalt og 6,5 TWh mindre enn i 2008.

Normale temperaturer.

For landet som helhet lå temperaturene i Norge under normalt i oktober og i siste halvdel av desember, mens det i november og første halvdel av desember var varmere enn normalt. For året som helhet var det omkring 1 grader varmere enn normalt.

Mindre nedbør enn normalt.

I hele fjerde kvartal kom det mindre nedbør enn normalt på store deler av Vestlandet, i Trøndelag og i Nord-Norge. Øst- og Sørlandet fikk mindre nedbør enn normalt i oktober, mens november og desember var nedbørrike. Totalt kom det 29 TWh nedbørenergi i fjerde kvartal, og det er vel 10 TWh mindre enn normalt. Totalt for 2009 har det kommet 119 TWh nedbørenergi, 3,5 TWh mindre enn normalt.

Relativt rask nedtapping av magasinene.

I begynnelsen av oktober (uke 40) var fyllingsgraden 89,1 prosent, 1,1 prosentpoeng over medianen. Høy produksjon og noe mindre tilsig enn normalt, førte så til en relativt rask nedtapping av magasinene. Ved utgangen av året var fyllingsgraden 67,6 prosent – 4 prosentpoeng under normalt og 0,4 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2008.

Ved utgangen av 2009 var magasinfyllingen i Sverige 58,2 prosent, og det er 8,3 prosentpoeng under medianen. Likevel er det 4,7 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2008. Finske magasiner lå 15,7 prosentpoeng over medianverdien ved utgangen av 2009. Til sammen var det dermed ved årsskiftet lagret 79,8 TWh energi i Norden. Det er det samme som ved forrige årsskifte og 6,6 TWh mindre enn normalt.

Fortsatt lav nordisk kraftproduksjon og –forbruk.

I årets fjerde kvartal ble det produsert 100,9 TWh elektrisk kraft i Norden. Det er 3,1 TWh mindre enn i samme periode i 2008. Nedgangen har sammenheng med lavere svensk kjernekraftproduksjon og lavere dansk termisk kraftproduksjon. I 2009 ble det produsert 363,0 TWh kraft i Norden, og det er 30,3 TWh mindre enn i 2008.

Det samlede nordiske kraftforbruket var 103,9 TWh i fjerde kvartal – 0,3 TWh lavere enn i samme kvartal i fjor. Med unntak av Finland gikk forbruket ned i alle de nordiske landene. I 2009 var det samlede nordiske kraftforbruket

370,9 TWh. Det er 20,3 TWh lavere enn i 2008 og det laveste årsforbruket siden 1997. Reduksjonen har sammenheng med lavere aktivitetsnivå i den nordiske økonomien.

Høy norsk kraftproduksjon tross fortsatt lavt kraftforbruk

Kraftproduksjonen i Norge var 38,7 TWh i fjerde kvartal 2009, som er en nedgang på 0,7 prosent fra i fjor. Likevel er det den tredje høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne, og det ble satt ny norsk produksjonsrekord 18. desember. Mellom klokka 08 og 09 ble det denne dagen produsert 25 266 MWh. Den høye produksjonen kommer på tross av lavere tilsig og en generell forbruksnedgang, og skyldes i stor grad lav produksjon av svensk kjernekraft. I 2009 ble det produsert 130,5 TWh, mot 142,7 TWh i 2008.

I årets fjerde kvartal var det norske kraftforbruket 35,2 TWh, som er en reduksjon på 1,1 prosent fra i fjor. I 2009 var det norske kraftforbruket 121,5 TWh, som er en nedgang på 7,3 TWh eller 5,7 prosent i forhold til i 2008.

Det meste av nedgangen i 2009, vel 6 TWh, skyldes lavere aktivitet i kraftintensiv industri. På tross av at dette er det laveste forbruket i denne sektoren siden 1982, økte forbruket fra 6,3 TWh i tredje kvartal til 6,9 TWh i fjerde kvartal 2009. Forbruket i alminnelig forsyning var 26,5 TWh, mot 25,9 TWh i tilsvarende kvartal 2008. Korrigert til normale temperaturer ble det alminnelige forbruket 26,6 TWh, mot 26,4 i tilsvarende kvartal 2008. Tilsvarende var den totale forbruksnedgangen vært 8,9 TWh fra 2008 til 2009.

Høy nordisk nettoimport og høy norsk nettoeksport.

For Norden som helhet var nettoimporten av elektrisk kraft i fjerde kvartal 3,0 TWh, og det er 2,8 TWh mer enn i tilsvarende kvartal i fjor. Samlet importerte Norden i 2009 netto 7,9 TWh elektrisk kraft, mens det i 2008 var 1,9 TWh nordisk nettoeksport. Endringen kommer særlig som følge av at den nordiske vannkraftproduksjonen var lavere i 2009 enn i 2008, grunnet lave tilsig. En annen viktig årsak er at svensk kjernekraftproduksjon har vært uvanlig lav dette året.

I fjerde kvartal ble det netto eksportert 3,5 TWh elektrisk kraft fra Norge, en økning på 0,2 TWh fra 2008. I 2009 var Norge det eneste nordiske landet med nettoeksport av elektrisk kraft. Av den totale norske nettoeksporten på 9,0 TWh ble 5,2 TWh netto eksportert til Sverige, 1,7 TWh til Nederland og 2,5 til Danmark.

Fra tredje til fjerde kvartal 2009 økte den gjennomsnittlige elspotprisen i alle de tre norske elspotområdene. Økningen

var 15, 21 og 19 prosent i henholdsvis Sør-, Midt- og Nord-Norge. I gjennomsnitt endte prisen i disse områdene på henholdsvis 29,1, 32,2 og 32,1 øre/kWh. Medvirkende årsaker til prisstigningen er tilsig under normalt og lav produksjon ved de svenske kjernekraftverkene, men også at det oppsto priser på 11,8 kr/kWh i Midt- og Nord-Norge om ettermiddagen den 17. desember.

Økte norske spotpriser, men fortsatt lavere priser enn i 2008.

På tross av at dette var norsk prisrekord på timesbasis, er snittprisene redusert med om lag en tredjedel fra samme kvartal i 2008. Finanskrisen er hovedårsaken til dette, dels fordi lavere kraftforbruk gir lavere kraftpris og dels fordi lavere brenselkostnader har senket de marginale produksjonskostnadene for termisk kraftproduksjon. I 2009 var gjennomsnittlig elspotpris 29,6, 31,1 og 31,1 øre/kWh i henholdsvis Sør-, Midt- og Nord-Norge. Det er en prisreduksjon på 9, 26 og 24 prosent fra snittprisen i 2008.

Økte terminpriser ved Nord Pool, reduserte terminpriser ved EEX.

Gjennom fjerde kvartal 2009 økte prisen på en terminkontrakt ved Nord Pool med levering i første og andre kvartal 2010 fra henholdsvis 28,3 og 25,7 øre/kWh ved inngangen til kvartalet, til 35,5 og 32,8 øre/kWh ved utgangen av kvartalet. Mindre nedbør enn normalt, lav produksjon ved de svenske kjernekraftverkene og magasinnivåer under normalt bidro til dette.

Ved den tyske kraftbørsen EEX kan den motsatte trenden spores, og de tilsvarende kontraktene falt fra 41,2 og 34,8 øre/kWh ved inngangen til 35,6 og 32,9 øre/kWh ved utgangen av kvartalet. Lavt kraftforbruk og fortsatt lave brenselkostnader har medvirket til dette.

Standard variabel kontrakt billigst i fjerde kvartal 2009.

I fjerde kvartal 2009 var standard variabel kontrakt den billigste kontraktsformen. Gjennomsnittlig pris for landsdekkende leverandører var 31,8 øre/kWh, som er 5,2 øre billigere enn foregående kvartal. Markedspriskontrakt var billigst i Sør-Norge, hvor de i snitt kosta 38,3 øre/kWh. I Midt- og Nord-Norge var snittprisen henholdsvis 42,1 og 42,0 øre/kWh. Dette er en økning på 4,7 og 7 øre fra foregående kvartal, men en reduksjon på 17,1-20,7 øre fra fjerde kvartal 2008.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Norge

I fjerde kvartal 2009 var det nyttbare tilsiget 19,4 TWh eller 2,8 TWh mindre enn normalt. Det er også 6,0 TWh mindre enn i samme kvartal i 2008.

Ressurstilgang TWh	4.kv. 2009	Avvik fra normalt	2009	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	19,4	-2,8	124,9	+ 2,4
Nedbør Norge	29,0	- 10,4	119	- 3,5
Tilsig Sverige	12,1	1,8	67,7	5,5
Snø Norge		Utgangen av 2009 ca. - 25 %		Utgangen av 2008 ca. - 10 %

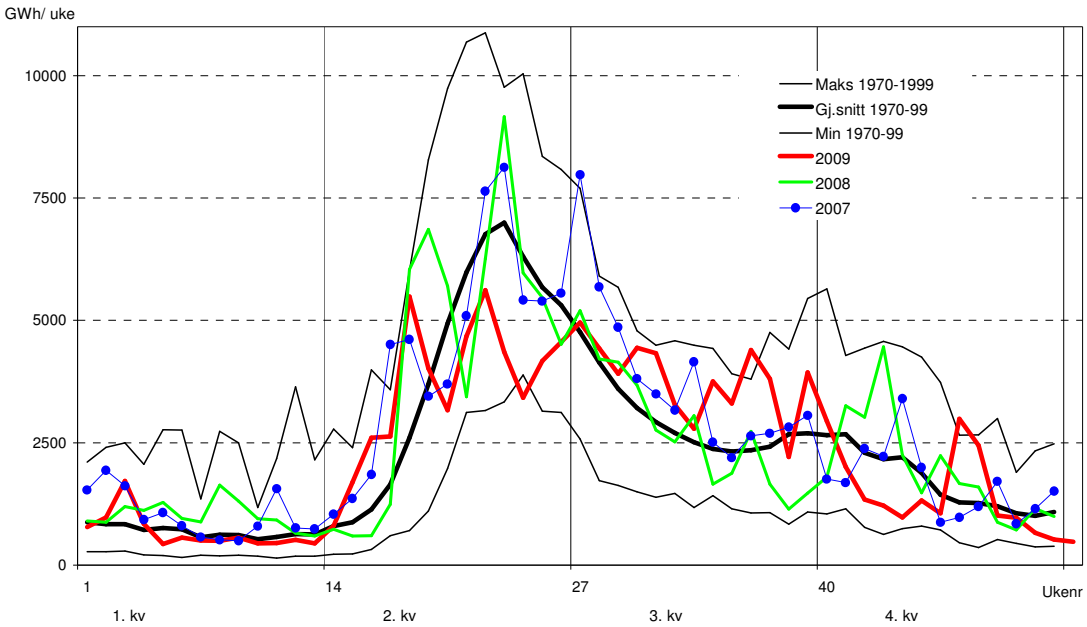
I 2009 har det nyttbare tilsiget vært 124,9 TWh. Det er 2,4 TWh mer enn normalt, men likevel 6,5 TWh mindre enn i 2008.

De to siste årene (2008-2009) har tilsiget vært vel 256 TWh eller ca 11 TWh mer enn normalt.

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. De laveste tilsigene i løpet av 2009 kom i februar og mars (uke 5-13) med omkring 0,5 TWh per uke. Tidlig vår i store deler av landet ga høye tilsig i slutten av april. Årets høyeste uketilsig, 5,6 TWh, kom i slutten av mai (uke 22) i forbindelse varmt vær og nedbør.

I fjerde kvartal var det uke 47 som ga det største tilsiget med nesten 3,0 TWh. Dette var en mild novemberuke med mye nedbør på Sør- og Vestlandet. Denne uken ble blant annet Egersund rammet av flom. Mot slutten av året var det kaldt i hele landet, slik at tilsiget sank til omkring 0,5 TWh de to siste ukene av året.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig i Norge i 2007, 2008 og 2009. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool.

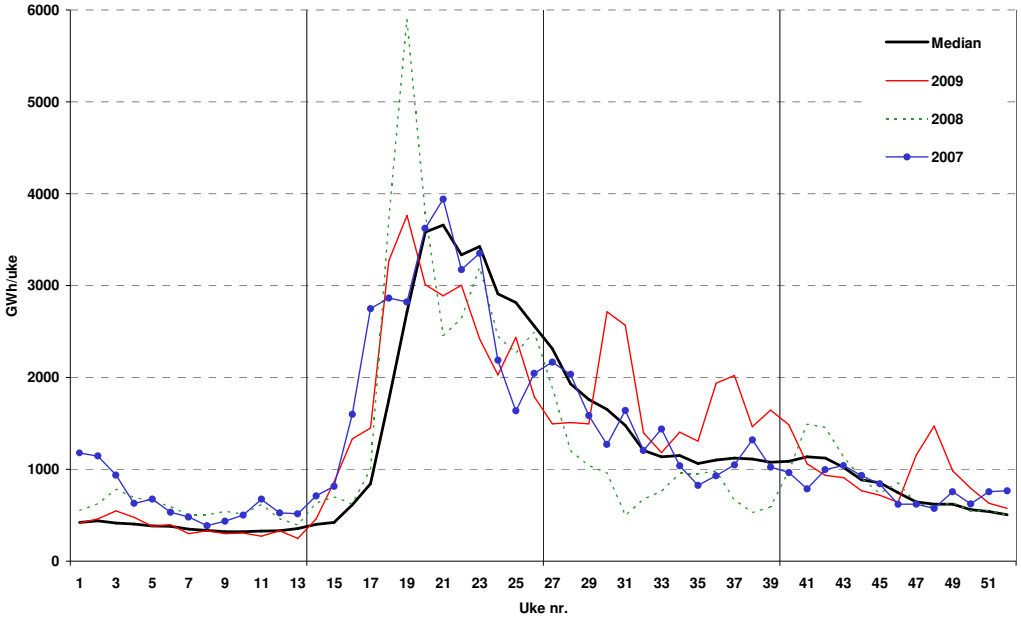


1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 12,1 TWh i fjerde kvartal 2009. Det er nesten 2 TWh mer enn normalt og vel 1 TWh mer enn i samme periode i 2008.

I 2009 har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært i underkant av 68 TWh. Det er om lag 5,5 TWh mer enn normalt og nesten 6 TWh mer enn i 2008. De siste to årene har tilsiget vært 130 TWh. Det er vel 5 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.2 Nyttbart tilsig i Sverige i 2007, 2008 og 2009. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi

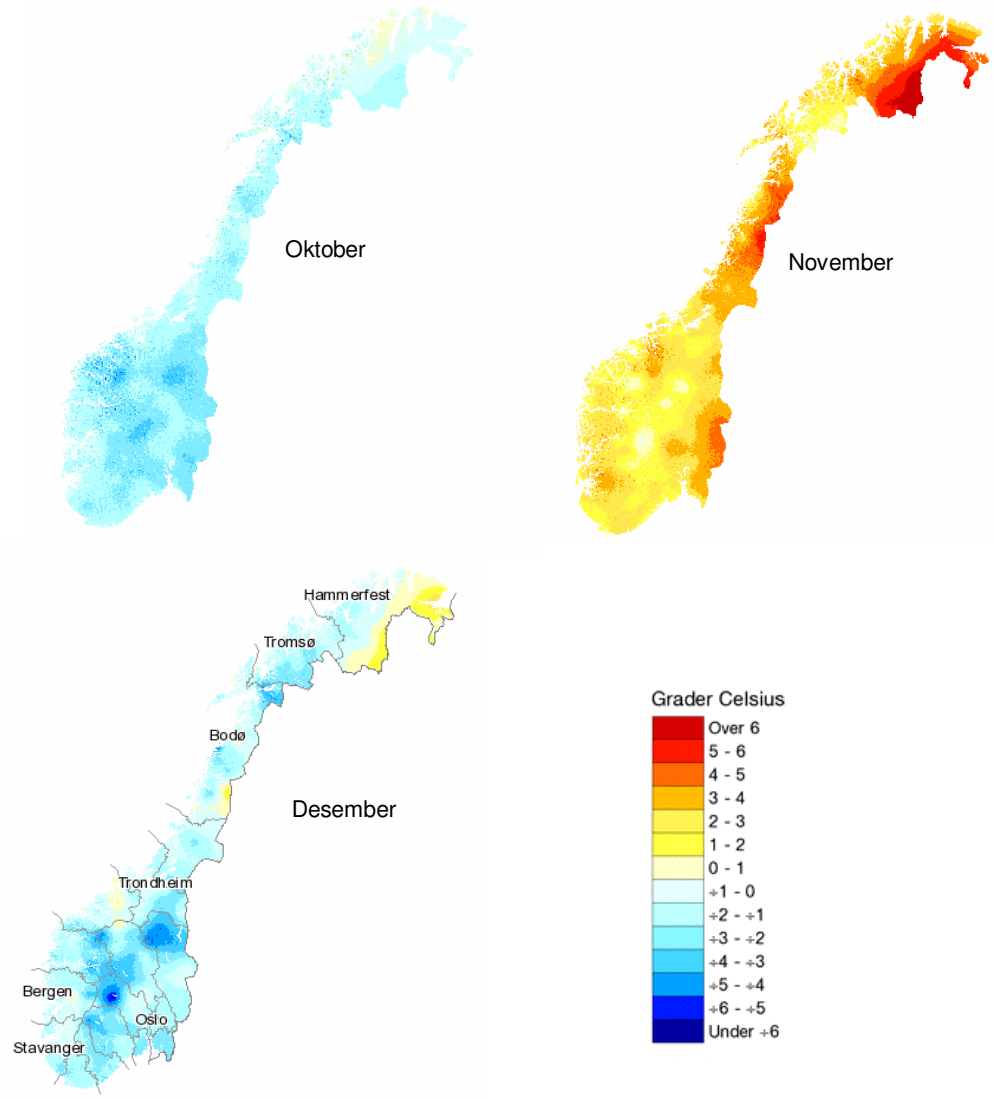


1.1.3 Temperatur

I oktober var temperaturen i Norge nesten 2 grader under normalt. November var imidlertid mild med temperaturer godt over normalt. De største avvikene var i Nord-Norge. Her var årets november den 5. varmeste siden 1900. Mildværet fortsatte inn i desember, men fra midten av måneden ble det betydelig kaldere i hele landet. For desember ble derfor temperaturene under normalt i nesten hele landet. De største avvikene var i Sør-Norge med temperaturer 3-5 grader under normalt.

Samlet sett var fjerde kvartal atskillig kaldere enn samme kvartal 2008, men hadde likevel omtrent normale temperaturer. For året som helhet var temperaturen over normalt i hele landet. I følge statistikk fra meteorologisk institutt var temperaturen for Norge i 2009 omkring 1 grad over normalt.

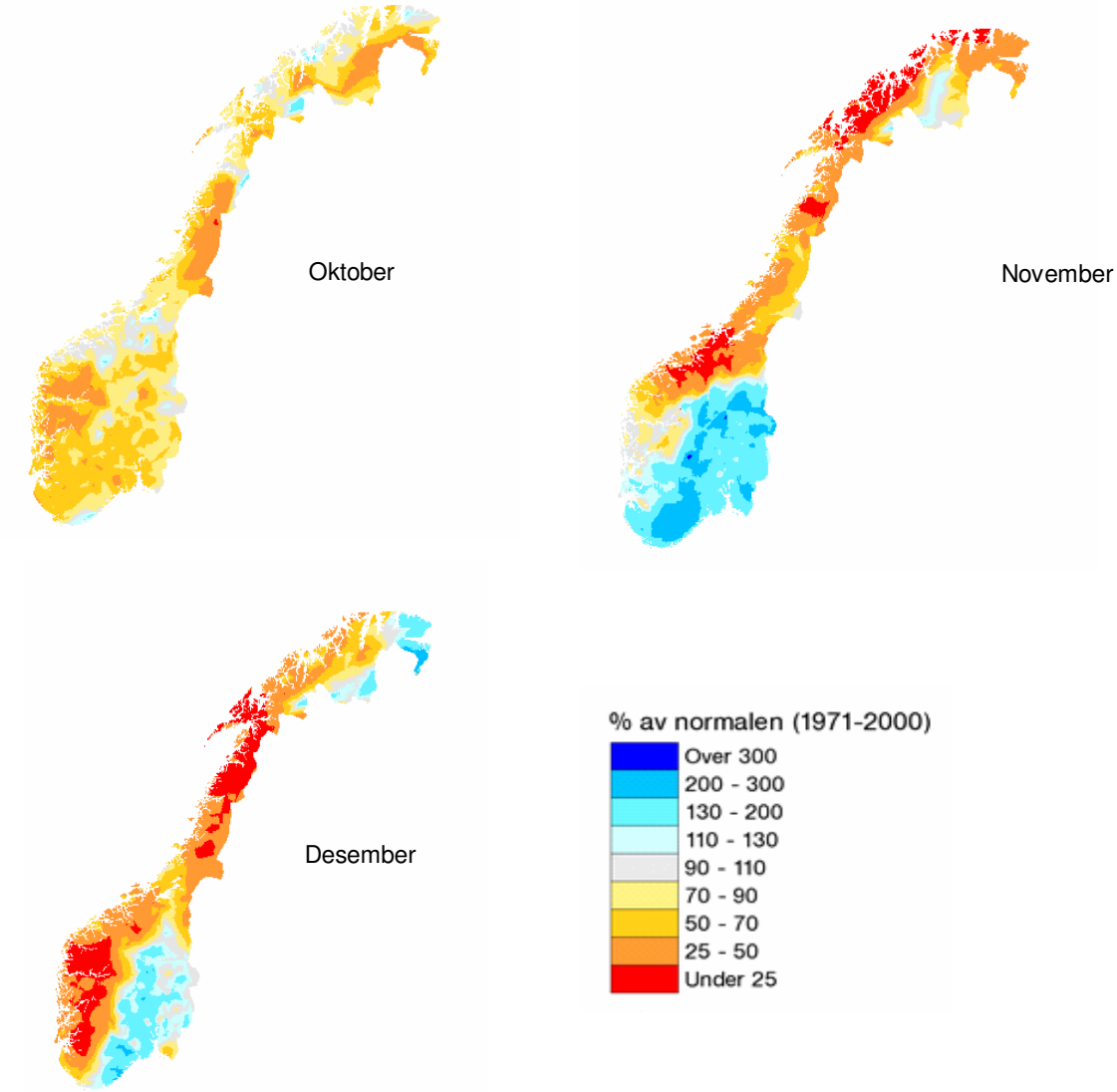
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C fra normalt (1971-2000) i oktober, november og desember 2009. Kilde: NVE og met.no



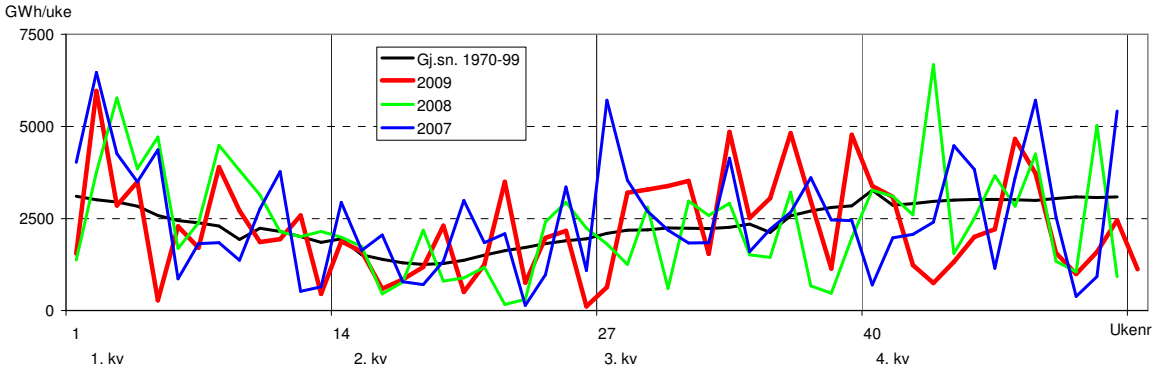
1.1.4 Nedbør

Både i oktober, november og desember kom det mindre nedbør enn normalt i store deler av Vestlandet, Trøndelag og Nord-Norge. Flere steder kom det ned mot 10 prosent av normalt. På Østlandet og Sørlandet var det også mindre nedbør enn normalt i oktober, mens november og desember var nedbørrike. På Sørlandet er årets november den nest våteste siden 1900, kun slått av november 2000. Mest nedbør i november kom det på målestasjonen Eik-Hove i Rogaland med 526 mm. Samme måned kom det mindre enn 5 mm nedbør i Saltdal i Nordland og i Bardufoss i Troms.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i oktober, november og desember 2009. Kilde: NVE og met.no



Figur 1.1.5 Beregnet ukentlig nedbørenergi i 2007, 2008 og 2009. GWh/uke. Kilde: NVE



I fjerde kvartal kom det 29 TWh nedbørenergi eller vel 10 TWh mindre enn normalt.

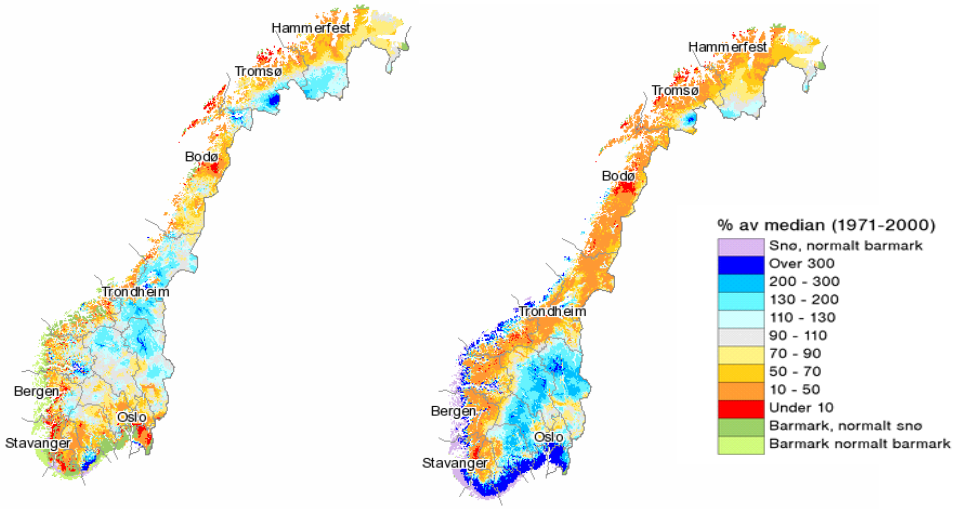
Totalt for 2009 har det kommet 119 TWh nedbørenergi eller 3,5 TWh mindre enn normalt.

1.1.5 Snø

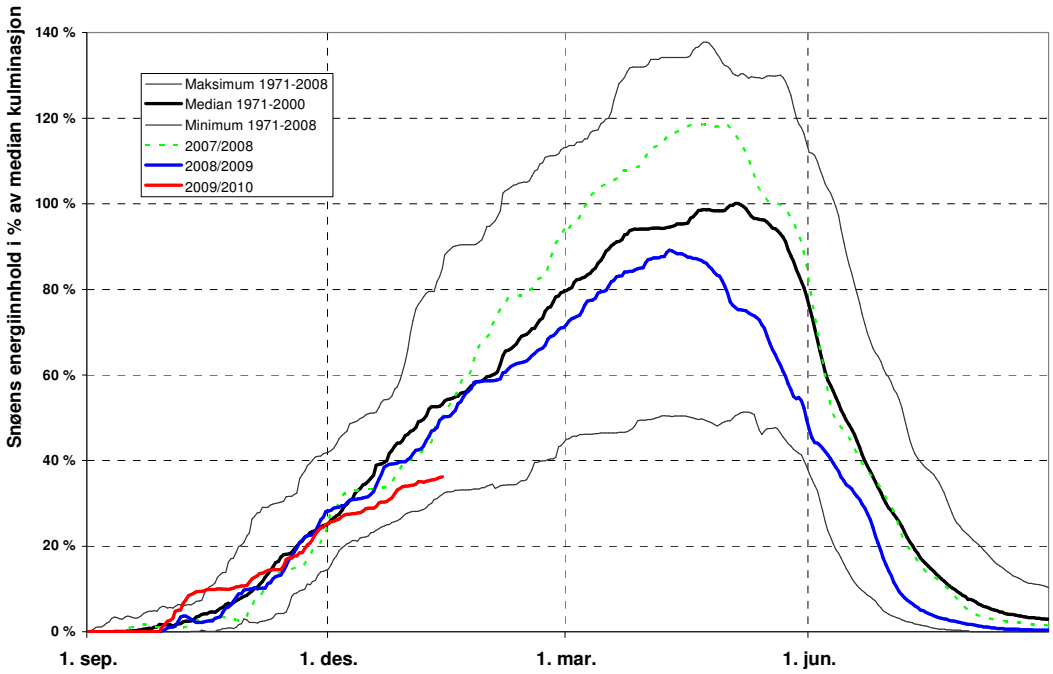
Snøsituasjonen ved utgangen av 2008 og 2009 er illustrert i figur 1.1.6. I store trekk er det mindre snø i Vest-, Midt- og Nord-Norge enn ved forrige årsskifte, mens det er mer snø på Sør- og Østlandet.

Utviklingen i snømagasinet, målt som energi i prosent av median kulminasjon, for de siste tre årene er vist i figur 1.1.7. En kald oktober førte til at snømagasinet i starten av vintersesongen 2009/2010 lå godt over normalt. Lite nedbør på Vestlandet, i Midt- og Nord-Norge i november og desember medførte at snømagasinet ved årsskiftet var omkring 25 prosent mindre enn normalt. Ved de to foregående årsskiftene var det omkring 10 prosent mindre snø enn normalt.

Figur 1.1.6 Snømengde ved årsskiftet 2008/09 (venstre) og 2009/10 (høyre) i prosent av median for perioden 1971-2000. Kilde: NVE og met.no



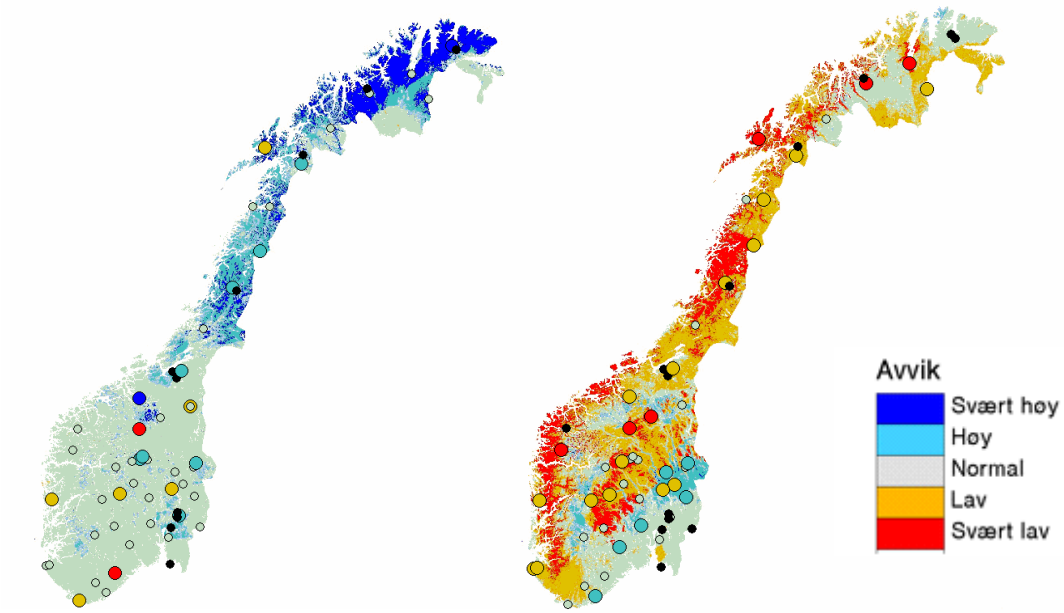
Figur 1.1.7 Utviklingen av snømagasinet 2007/08, 2008/09 og 2009/10 i prosent av median for perioden 1971 - 2000. Kilde: NVE og met.no



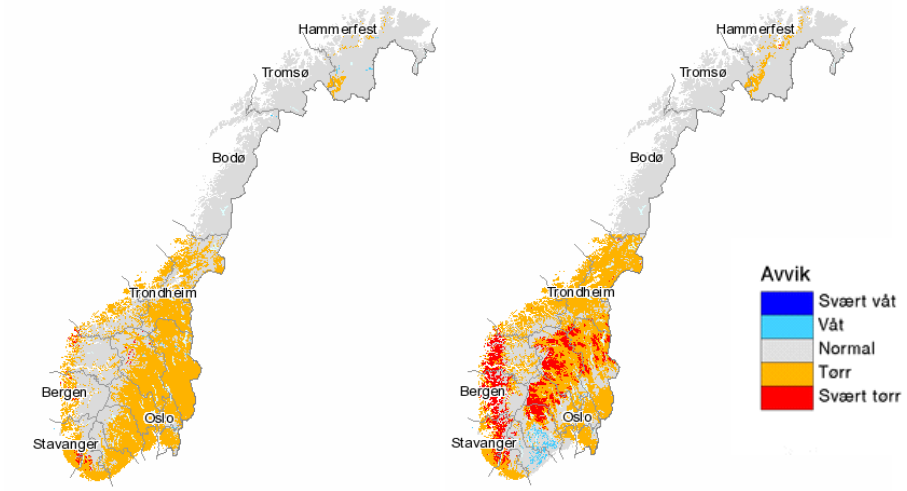
1.1.6 Grunn- og markvann

Grunnvannstanden ved utgangen av 2009 var lavere enn normalt langs kysten av Vestlandet og i store deler av Nord-Norge. Også i deler av fjellet i Sør-Norge viser målinger lavere grunnvannstand enn normalt. Ved forrige årsskifte var grunnvannstanden overveiende normal i Sør-Norge og høyere enn normalt i Nord-Norge. Beregninger viser at det mange steder i Sør-Norge var tørrere i bakken ved utgangen av 2009 enn ett år tidligere, mens det i Nord-Norge var omkring normale forhold ved begge årsskiftene. Grunn- og markvannsforholdene er illustrert i figur 1.1.8 og 1.1.9.

Figur 1.1.8 Grunnvannstand ved årsskiftet 2008/09 (venstre) og 2009/10 (høyre) i prosent av normalt for perioden 1990 – 2008. Sirklene på kartet til høyre viser til målte verdier. Kilde: NVE



Figur 1.1.9 Markvannsunderskudd ved årsskiftet 2008/09 (venstre) og 2009/10 (høyre). Avvik i forhold til normalt for perioden 1990 - 2008. Kilde: NVE



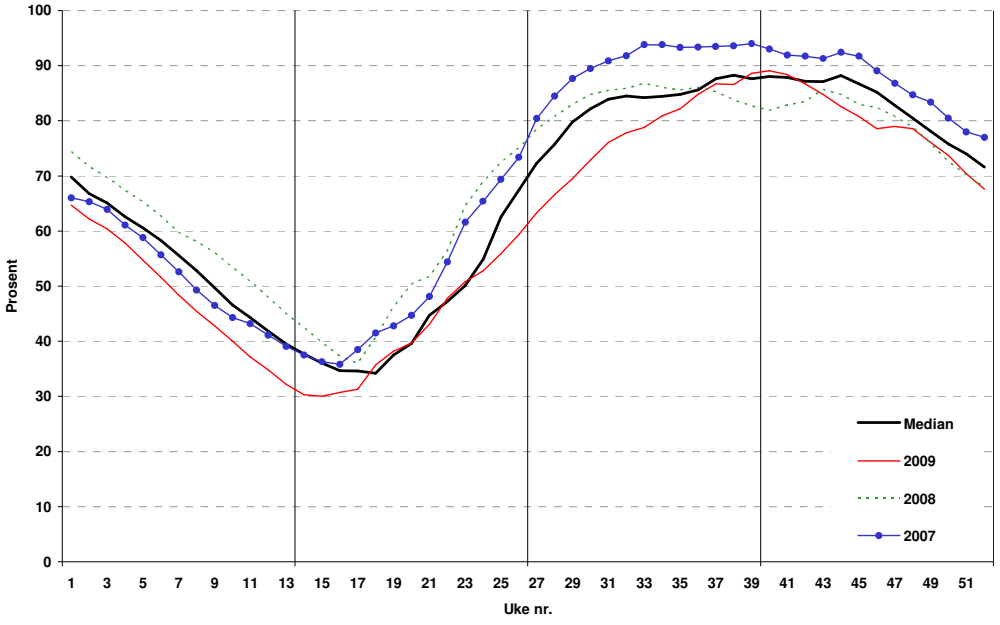
1.2 Magasinutviklingen

Høy produksjon og tilsig under normalt ga magasinfylling under normalt

Fyllingsgradene startet i 2009 under det normale[1] for årstiden og godt under 2008-nivået. Forholdsvis høy produksjon førte til sterkere tapping av magasinene enn normalt frem mot våren. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i midten av april (utgangen av uke 15) med 30,0 prosent, eller 6,1 prosentpoeng under medianverdien. Lite snø i fjellet førte til lave tilsig på forsommeren slik at magasinfyllingen fortsatt ble liggende under medianverdien. Mye høstnedbør førte til høye tilsig og oppfylling av magasinene, og medianen ble passert i slutten av september. Fyllingsgraden kulminerte med 89,1 prosent i begynnelsen av oktober (uke 40), eller 1,1 prosentpoeng over medianen. På slutten av året ble magasinene tappet mer enn normalt grunnet kaldt og tørt vær med lave tilsig. Ved utgangen av 2009 var fyllingsgraden 67,6 prosent, eller 4,0 prosentpoeng under det normale for årstiden. Fyllingen ved utgangen av 2009 var 0,4 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 0,3 TWh.

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 4. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2009	2008	Median	
Norge	67,6	68,0	71,6	84,3
Sverige	58,2	53,5	66,5	33,8
Finland	57,1	80,3	64,6	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2007, 2008 og 2009, prosent. Kilde: NVE

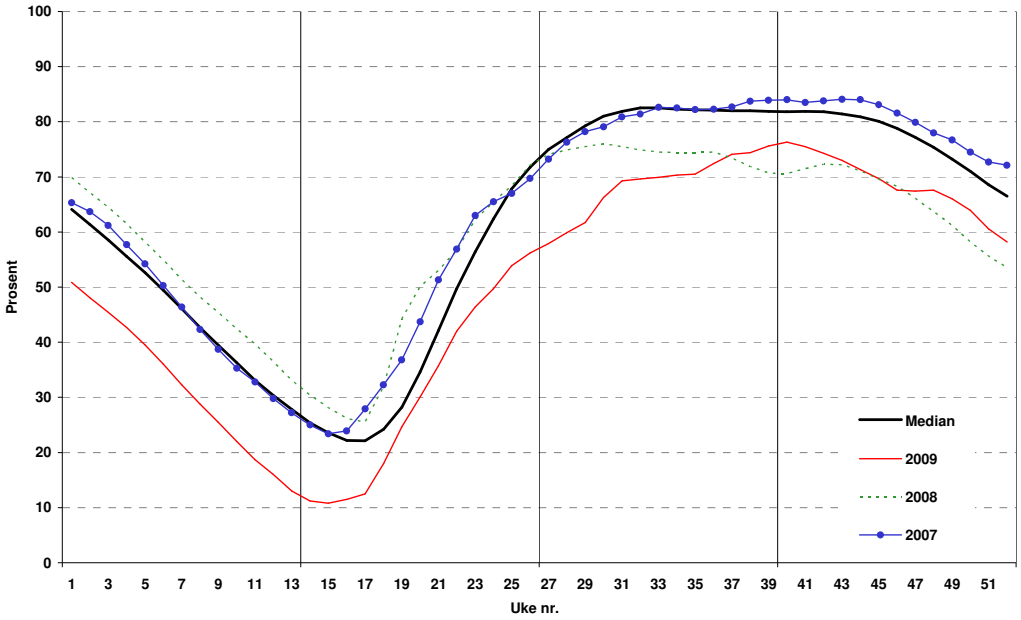


[1] Median for perioden 1990-2007

1.2.1 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved utgangen av 2008 var fyllingsgraden for svenske magasiner 53,5 prosent. Det er 13,0 prosentpoeng under medianverdien[2] til samme tid. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i midten av april (uke 15) med 10,8 prosent, mens magasinnivået kulminerte med 76,3 prosent i begynnelsen av oktober (uke 40). Ved utgangen av 2009 var magasinfyllingen 58,2 prosent, eller 8,3 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av 2009 var 4,7 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 1,6 TWh.

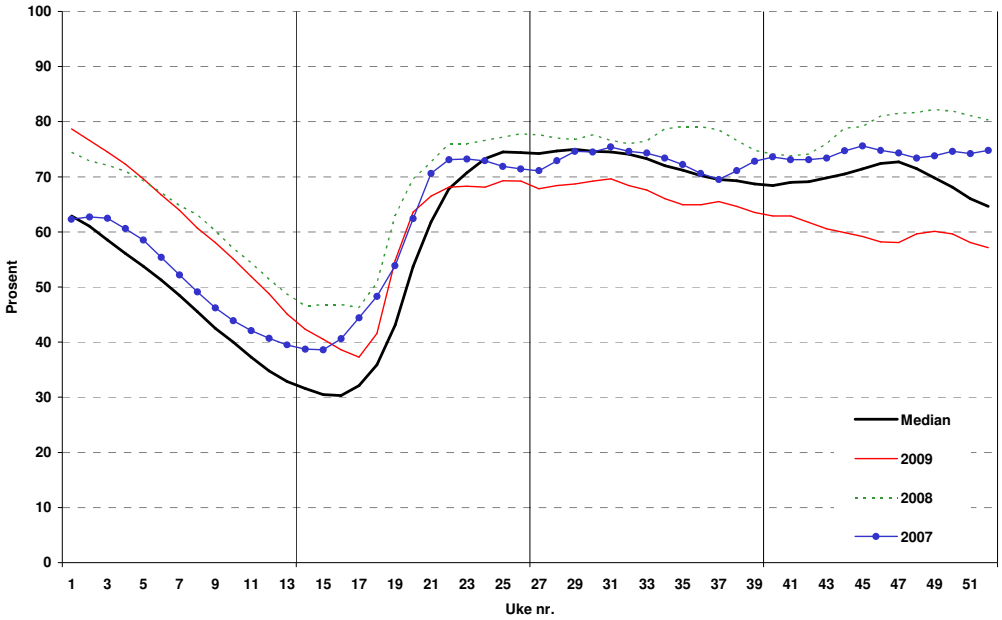
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2007, 2008 og 2009, prosent. Kilde: Svensk Energi



Ved utgangen av 2008 var fyllingsgraden for finske magasin 80,3 prosent. Det er 15,7 prosentpoeng over medianverdien til samme tid for perioden 1978-2001. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i slutten av april (uke 17) med 37,3 prosent, mens magasinnivået kulminerte med 69,6 prosent i begynnelsen av august (uke 31). Ved utgangen av 2009 var magasinfyllingen 57,1 prosent, eller 7,5 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av 2009 var 23,2 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 1,3 TWh.

[2] Middelverdier for perioden 1950-2005.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2007, 2008 og 2009, prosent. Kilde: Nord Pool Spot



I sum er det dermed lagret 0,3 TWh mer energi i svenske og finske magasiner enn ved utgangen av 2008. Den lagrede vannmengden i Norden ved utgangen av 2009 var 79,8 TWh, eller den samme som til samme tid i 2008 og 6,6 TWh under normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

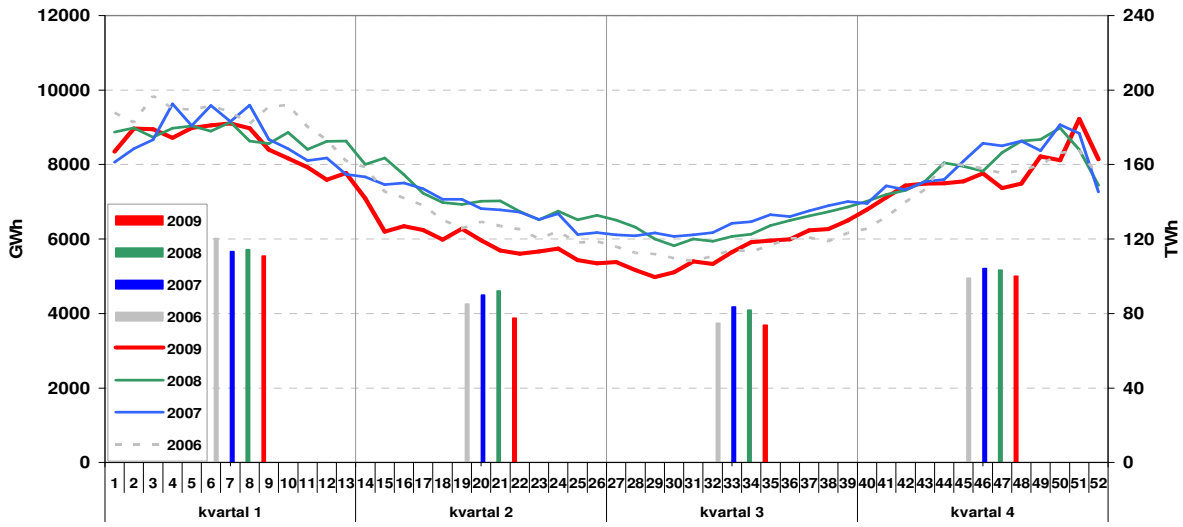
1.3 Produksjon

TWh	4.kv. 2009	Endring fra 4.kv. 2008	2009	2008
Norge	38,7	-0,7 %	130,5	-8,5 %
Sverige	33,3	-3,0 %	130,0	-9,6 %
Finland	19,1	-3,5 %	68,7	-5,5 %
Danmark	9,7	-10,4 %	33,9	-0,9 %
Norden	100,9	-3,0 %	363,0	-7,7 %

I fjerde kvartal 2009 ble det produsert 100,9 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 3,1 TWh mindre enn i tilsvarende periode i 2008. Nedgangen har sammenheng med lavere svensk kjernekraftproduksjon. Det var også lavere termisk kraftproduksjon i Danmark i fjerde kvartal i 2009 enn i samme kvartal i 2008.

Den samlede nordiske kraftproduksjonen var 363,0 TWh i 2009. Det er 30,3 TWh mindre enn i 2008. Produksjonen falt i alle landene, men reduksjonen utgjorde mest i Norge og Sverige. Produksjonen i Norge og Sverige var henholdsvis 12,2 og 13,9 TWh lavere i 2009 enn i 2008. Mens produksjonen i Norge er dominert av vannkraft, utgjør vann- og kjernekraft en betydelig andel av kraftproduksjonen i Sverige. For Norden samlet var vann- og kjernekraftproduksjonen henholdsvis 21,0 og 10,9 TWh lavere i 2009 enn i 2008. Termisk kraftproduksjon økte derimot noe i 2009.

Figur 1.3.1 Samlet nordisk kraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot

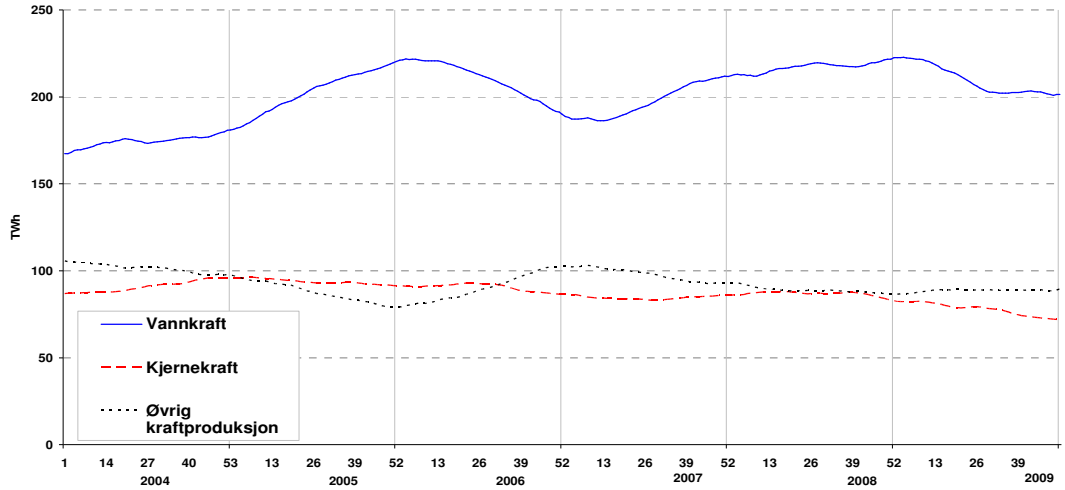


Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for de siste 52 ukene fordelt på teknologier. Totalt ble det produsert 201,4 TWh vannkraft i Norden i 2009. Det er som nevnt 21,0 TWh lavere enn i 2008. Samlet var tilsigene i Norge og Sverige om lag like i 2008 og 2009, mens det var høyere tilsig i 2007. Magasinfylling var i begge landene derfor betydelig lavere ved starten av 2009 enn ved starten av 2008. Nedgangen i vannkraftproduksjon fra 2008 til 2009 har sammenheng med dette.

Også kjernekraftproduksjonen var betydelig lavere i 2009 enn året før. Samlet var kjernekraftproduksjonen 72,1 TWh i 2009, en nedgang på 10,9 TWh. Nedgangen fant sted i svensk kjernekraftproduksjon. Finsk kjernekraftproduksjon økte noe.

Øvrig kraftproduksjon økte noe i 2009. Lavere vann- og kjernekraftproduksjon bidro til økt etterspørsel rettet mot termisk kraftproduksjon.

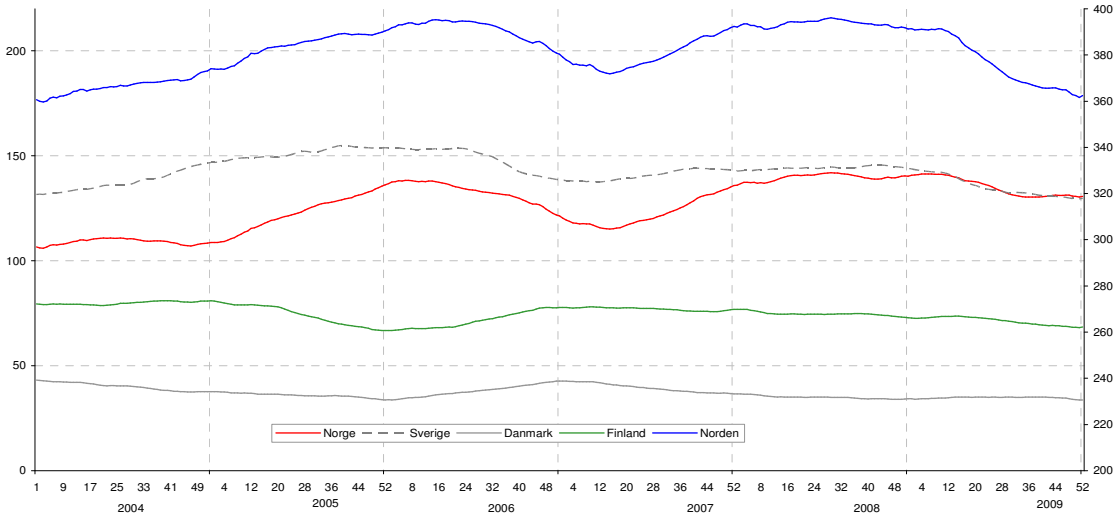
Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2004 – 2009, sum for de siste 52 ukene, TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. Vannkraften utgjør nesten all kraftproduksjon i Norge, og svingningene i den norske produksjonen følger således i stor grad svingningene i vannkraftproduksjonen i figur 1.3.2. Nedgangen i både vann- og kjernekraftproduksjonen i 2009 viser seg i den fallende kurven for Sveriges produksjon de siste 52 ukene. Årsproduksjonen for 2009 var for første gang siden 2000 lavere i Sverige enn i Norge.

I Danmark og Finland er termisk kraftproduksjon dominerende. Denne produksjonen har i det siste vært mer stabil enn kjernekraftproduksjonen. Siden kraftprisene typisk vil være lave i perioder ved høye tilsig og høy vannkraftproduksjon, vil den termiske produksjonen gjerne falle litt samtidig. Det motsatte vil være tilfellet i tørre og kalde år. I figur 1.3.3 ser vi at kraftproduksjonen falt noe i Danmark og Finland i 2005, samtidig som det var høy produksjon i Norge og Sverige.

Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2004 – 2009, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse). TWh. Kilde: Nord Pool Spot

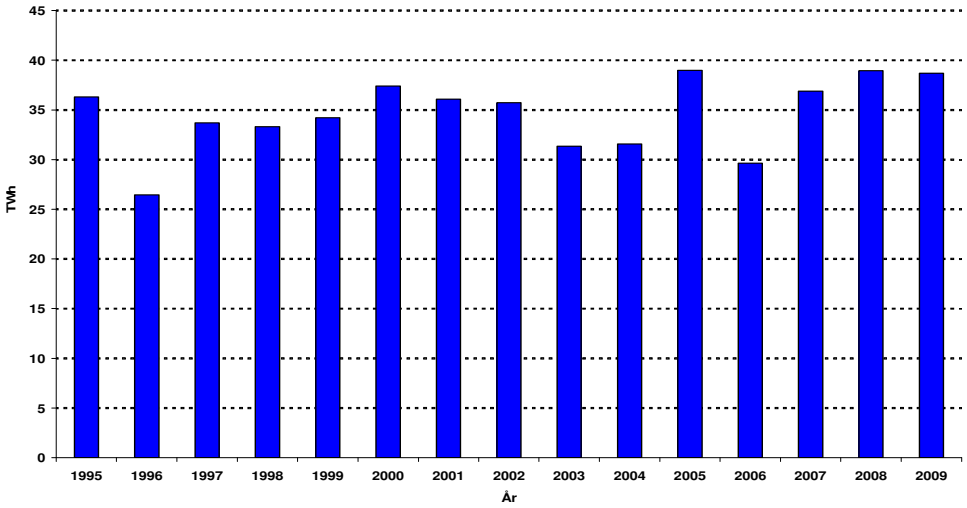


1.3.1 Norge

Høy produksjon i fjerde kvartal

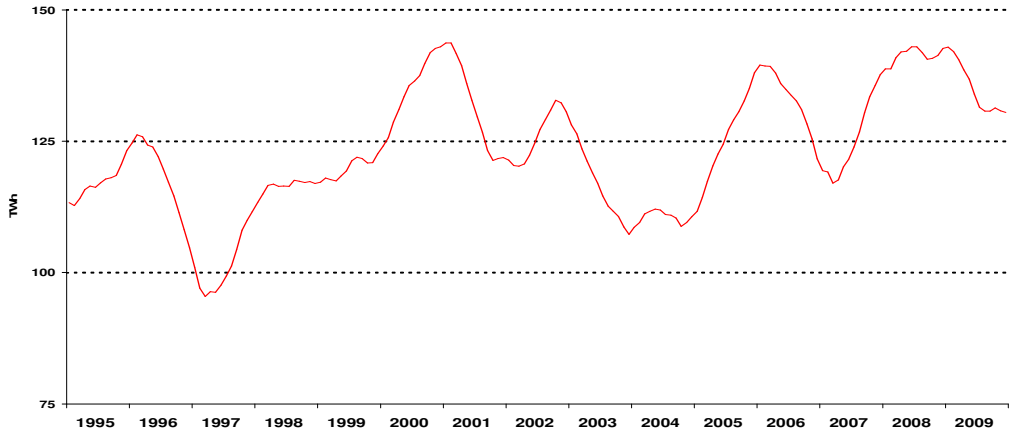
Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 38,7 TWh i fjerde kvartal 2009. Det er den tredje høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. Bare 2005 og 2008 har hatt høyere produksjon, begge med 39,0 TWh. I forhold til produksjonen i fjerde kvartal 2008 er det en nedgang på 0,7 prosent. Til tross for lavt tilsig i årets siste kvartal, ble produksjonen nesten like høy som i samme kvartal i 2008. Årsaken til dette er større nedtapping av magasinene i fjerde kvartal 2009 sammenliknet med tilsvarende kvartal i 2008.

Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i Norge, fjerde kvartal, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



I 2009 var den totale produksjonen 130,5 mot 142,7 TWh i 2008. Det er en nedgang på 8,5 prosent. Av produksjonen i 2009 var om lag 125,9 TWh vannkraft, 3,6 TWh varmekraft og 1,0 TWh vindkraft. Produksjonen i 2009 er den femte høyeste noensinne, og nesten på samme nivå som midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft), som er beregnet til i underkant av 131 TWh ved utgangen av 2009. Fredag 18. desember ble det satt ny norsk produksjonsrekord i Norge. Mellom klokka 08 og 09 ble det denne dagen produsert 25 266 MWh.

Figur 1.3.5 Kraftproduksjon i Norge, sum for de siste 12-måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996 og 2002 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004. På samme måte har lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommeren og høsten 2006 ført til lav produksjon, og høyt tilsig i 2008 til høy produksjon. I første halvår 2009 falt produksjonen igjen.

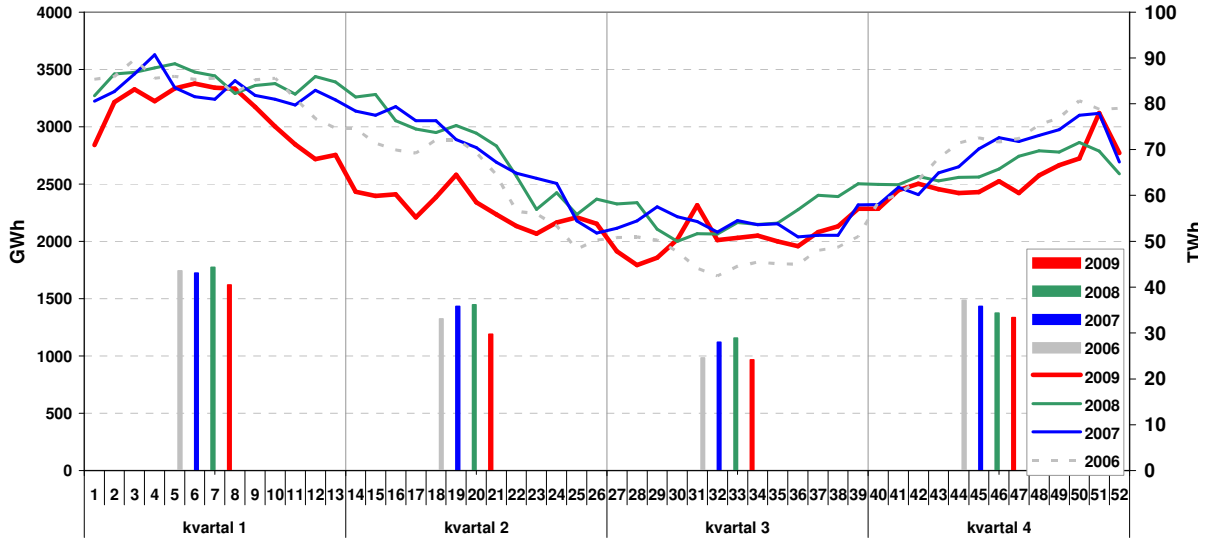
1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene

I 2009 ble det produsert 130,0 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 13,9 TWh lavere enn i 2008. Som nevnt har fallet hovedsakelig sammenheng med lavere kjernekraftproduksjon, men også lavere vannkraftproduksjon. Kjernekraftproduksjonen var 49,5 TWh i 2009. Det er 11,5 TWh lavere enn året før, og er den laveste årsproduksjonen siden NordPool begynte å innhente slik statistikk i 1995. Nedgangen skyldes at flere store svenske kjernekraftverk ikke kom tilbake i drift til planlagt tid etter vedlikeholdsarbeid. Annen termisk kraftproduksjon økte noe i Sverige i 2009.

Den svenske vannkraftproduksjonen var 63,7 TWh i 2009. Det er 3,8 TWh mindre enn i 2008.

Det var først og fremst i andre og tredje kvartal at kraftproduksjonen falt i Sverige i 2009 i forhold til 2008. I fjerde kvartal i 2009 var den svenske kraftproduksjonen 33,3 TWh. Det er 1,0 TWh mindre enn i samme periode året før. Redusert tilgjengelig produksjonskapasitet i kjernekraftsystemet, ble delvis kompensert for med økt vann- og termisk produksjon.

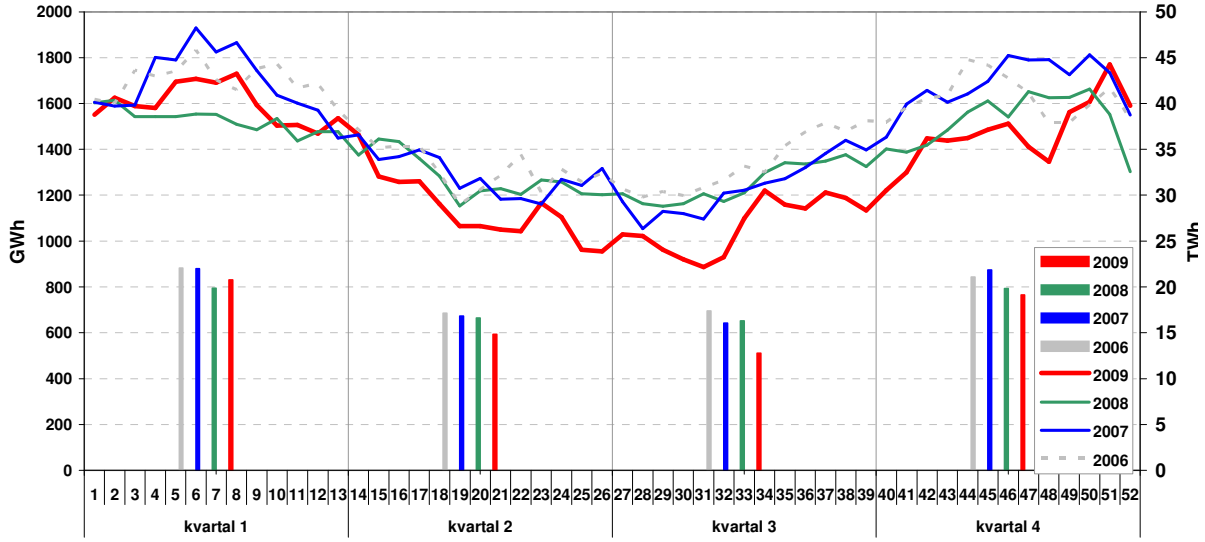
Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



I Finland var kraftproduksjonen 68,7 TWh i 2009. Det er 4,0 TWh mindre enn i 2008. Lavere vannkraftproduksjon utgjør nesten hele nedgangen. Det ble produsert 3,9 TWh mindre vannkraft i Finland i 2009 enn i 2008. Kjernekraftproduksjonen økte noe, mens annen termisk kraftproduksjon gikk litt ned.

I fjerde kvartal utgjorde den finske kraftproduksjonen 19,1 TWh. Det er 0,7 TWh mindre enn i samme periode året før. Vannkraftproduksjonen falt, mens termisk kraftproduksjon økte. Lavere brenselspriser har trukket i retning av høyere termisk kraftproduksjon.

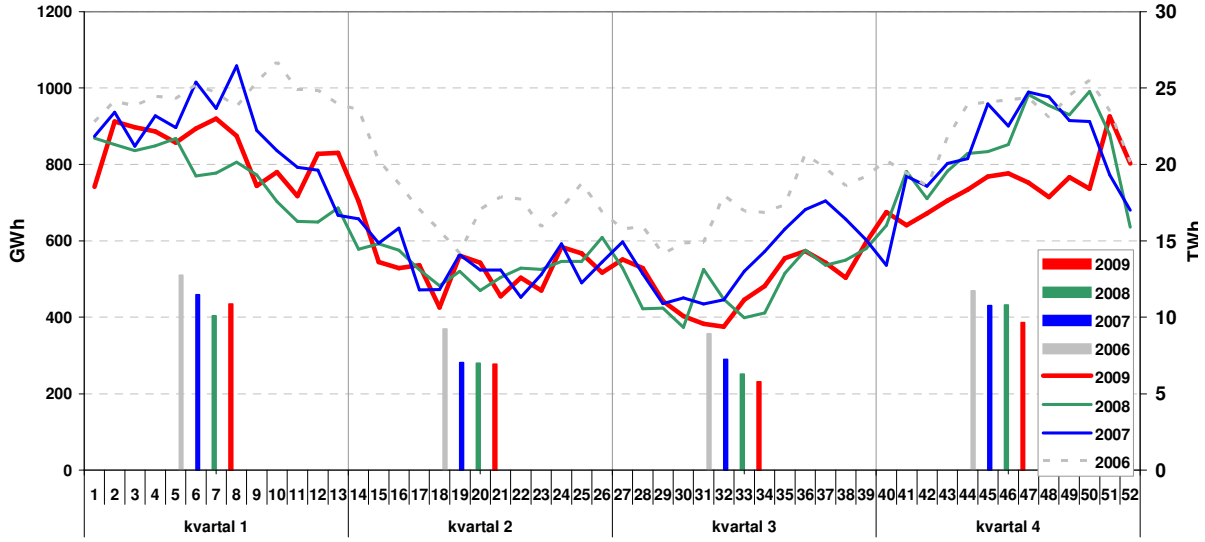
Figur 1.3.7 Finsk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Den danske kraftproduksjonen i 2009 var nesten uendret fra 2008. Det ble produsert 33,9 TWh i Danmark i 2009, en nedgang på 0,3 TWh. Vindkraftproduksjonen økte med 0,7 TWh fra 2008 til 6,6 TWh i 2009.

I fjerde kvartal 2009 var den danske kraftproduksjonen 9,7 TWh. Det er 1,1 TWh lavere enn i samme kvartal i 2008.

Figur 1.3.8 Dansk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



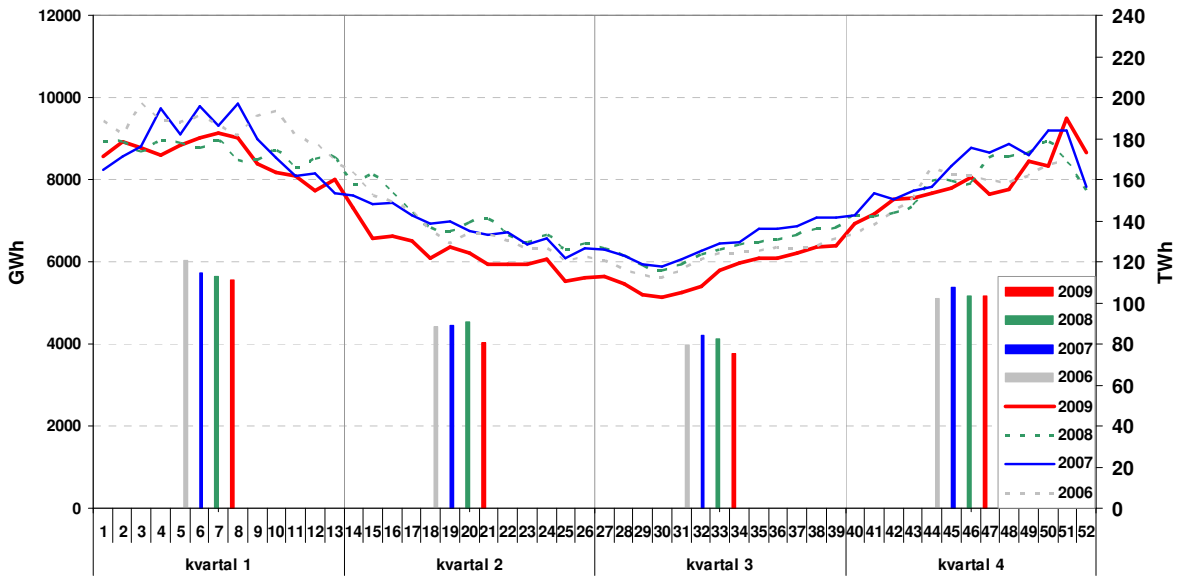
1.4 Forbruk

TWh	4.kv. 2009	Endring fra 4.kv. 2008	2009	2008
Norge	35,2	-1,1 %	121,5	-5,7 %
Sverige	37,5	-0,7 %	134,6	-5,0 %
Finland	22,2	3,0 %	80,5	-5,4 %
Danmark	9,0	-3,3 %	34,4	-3,5 %
Norden	103,9	-0,3 %	370,9	-5,2 %

Det samlede nordiske kraftforbruket var 103,9 TWh i fjerde kvartal 2009. Det er 0,3 TWh lavere enn i samme kvartal i 2008. Ikke siden 2003 har forbruket vært så lavt i fjerde kvartal. Med unntak av Finland, gikk forbruket ned i alle de nordiske landene. Forbruket falt i Norge og Sverige til tross for noe kaldere vær i fjerde kvartal i 2009. Finanskrisen, som rammet verdensøkonomien mot slutten av tredje kvartal i 2008, har trukket i retning av lavere kraftforbruk både i fjerde kvartal 2008 og 2009.

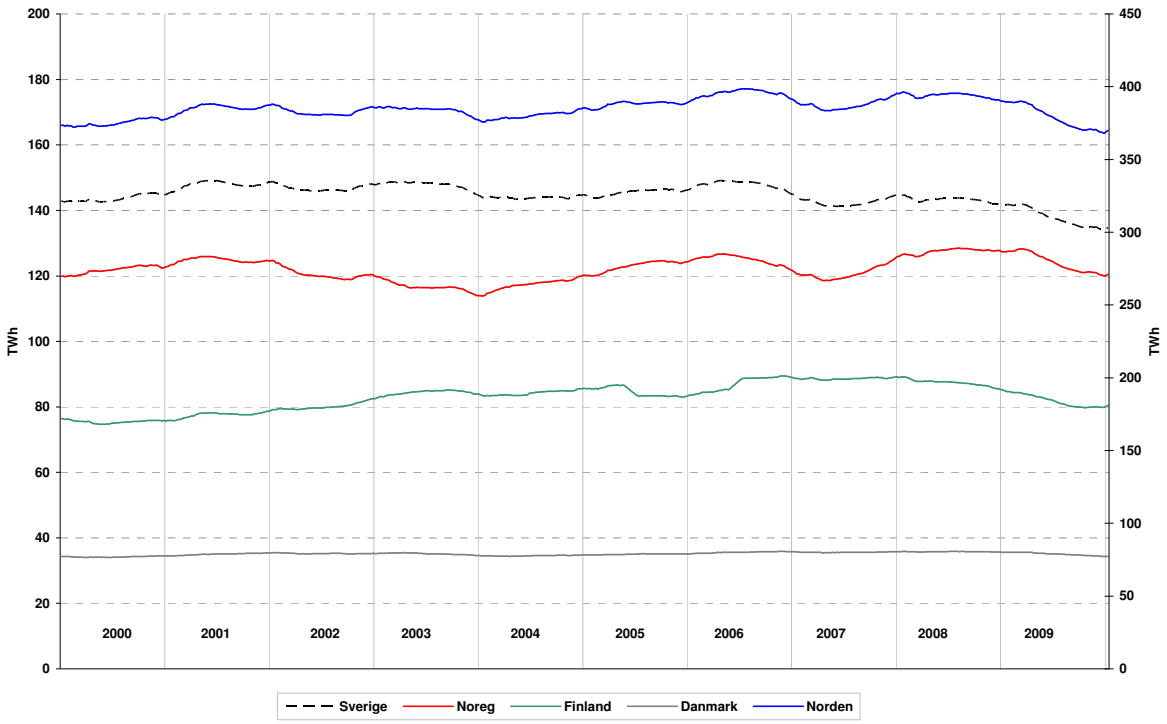
I 2009 var det samlede nordiske kraftforbruket 370,9 TWh. Det er 20,3 TWh lavere enn i 2008, og det er det laveste årsforbruket i Norden siden 1997. Det har vært nedgang i forbruket i alle landene i 2009, til tross for noe lavere temperaturer i store deler av Norden i 2009 enn i 2008. Nedgangen har sammenheng med lavere økonomisk aktivitet i 2009 enn i 2008.

Figur 1.4.1 Samlet nordisk kraftforbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. Med unntak av Danmark går en del av kraftforbruket i de nordiske landene til oppvarming. Det danske kraftforbruket svinger mindre med temperaturendringer. Lavere kraftetterspørsel som følge av finanskrisen vises på figuren som fallende forbruk i Norden fra fjerde kvartal 2008. I fjerde kvartal 2009 har forbruksnedgangen i sum for de siste 52 ukene flatet ut.

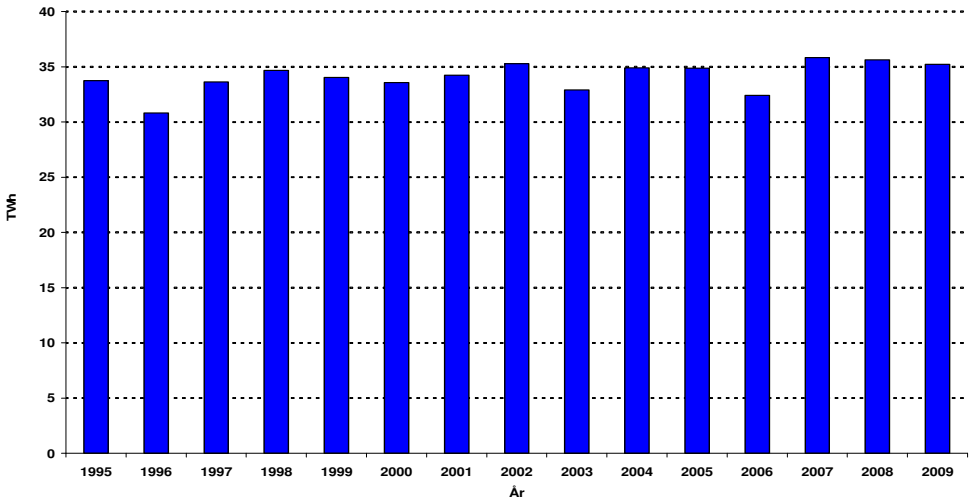
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2009, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse), TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.4.1 Norge – stor nedgang i forbruket i 2009

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i fjerde kvartal 35,2 TWh. Forbruket i dette kvartalet er på nivå med 2002, og er det fjerde høyeste noen gang. I forhold til forbruket i fjerde kvartal 2008 er det en nedgang på 1,1 prosent.

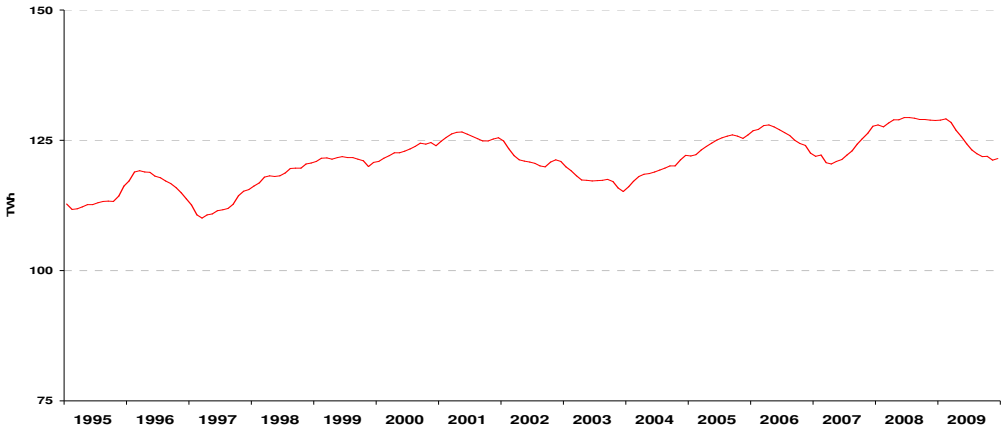
Figur 1.4.3 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i fjerde kvartal for perioden 1995-2009, TWh. Kilde: NVE



I 2009 var det norske elektrisitetsforbruket 121,5 TWh. Det er en nedgang på 7,3 TWh eller 5,7 prosent i forhold til 2008. For perioden 1995-2009 har det vært en gjennomsnittlig årlig vekst på

0,3 prosent. Mesteparten av nedgangen i 2009, vel 6 TWh, skyldes lavere aktivitet i kraftintensiv industri. Forbruket i 2009 er ca 9 TWh lavere enn midlere årsproduksjon.

Figur 1.4.4 Innenlandsk elektrisitetsforbruk, sum for de siste 12 måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE

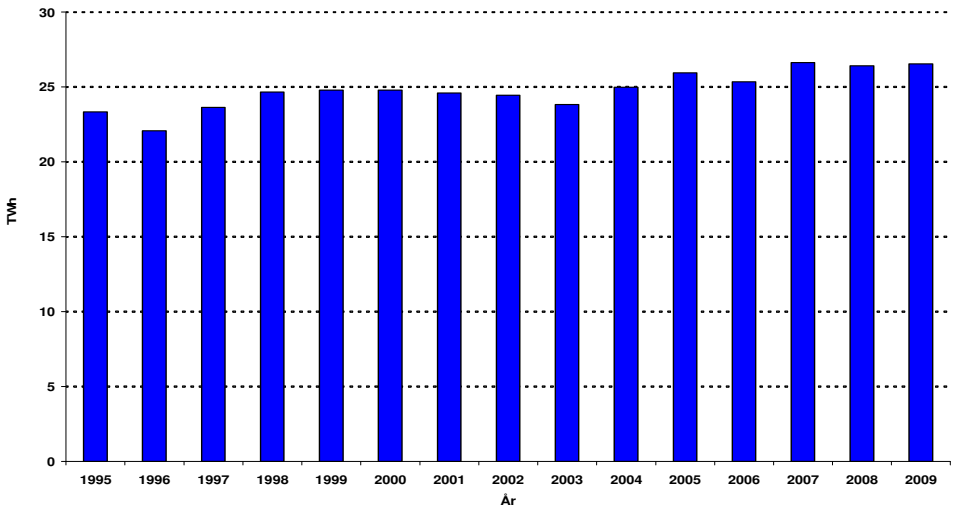


Fra april 2006 falt forbruket i 12 måneder. Fra mai 2007 fulgte en sammenhengende vekstperiode som flatet ut sommeren 2008. I tiden etter dette har forbruket falt. Hovedårsaken til utflatingen og nedgangen i forbruket er kraftig redusert økonomisk aktivitet på grunn av fallet i verdensøkonomien. De siste månedene ser vi imidlertid en svakere nedgang i forbruket.

Forbruket i alminnelig forsyning var 26,5 TWh i fjerde kvartal 2009 mot 25,9 TWh i tilsvarende kvartal i 2008. Det er en økning på 2,6 prosent

Fjerde kvartal var atskillig kaldere enn samme kvartal 2008, men hadde likevel omtrent normale temperaturer. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 26,6 TWh i fjerde kvartal 2009 mot 26,4 TWh i tilsvarende kvartal 2008. Det er en økning på 0,5 prosent. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i fjerde kvartal 2009 er det nest høyeste som er blitt registrert i dette kvartalet, litt lavere enn i samme kvartal 2007.

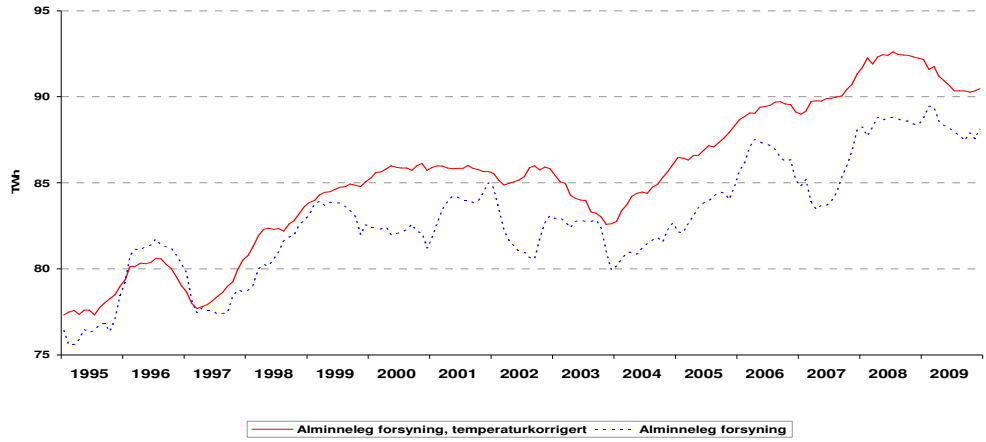
Figur 1.4.5 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, tredje kvartal 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i fjerde kvartal stort sett har ligget på samme nivå de tre siste årene.

Forbruket i alminnelig forsyning er i 2009 beregnet til 88,1 TWh, referert kraftstasjon. Det er en nedgang på 0,3 prosent sammenliknet med 2008. Korrigert til normale temperaturforhold ble forbruket 90,5 TWh i 2009. Det er en nedgang på 1,9 prosent. Forbruket i 2009 er det tredje høyeste som noen gang er registrert for et kalenderår. For perioden 1995-2009 har det vært en gjennomsnittlig årlig vekst på 0,8 prosent for det alminnelige forbruket og 1,0 prosent for det temperaturkorrigerte.

Figur 1.4.6 Forbruk i alminnelig forsyning, med og uten temperaturkorrigering, sum for de siste 12 måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE

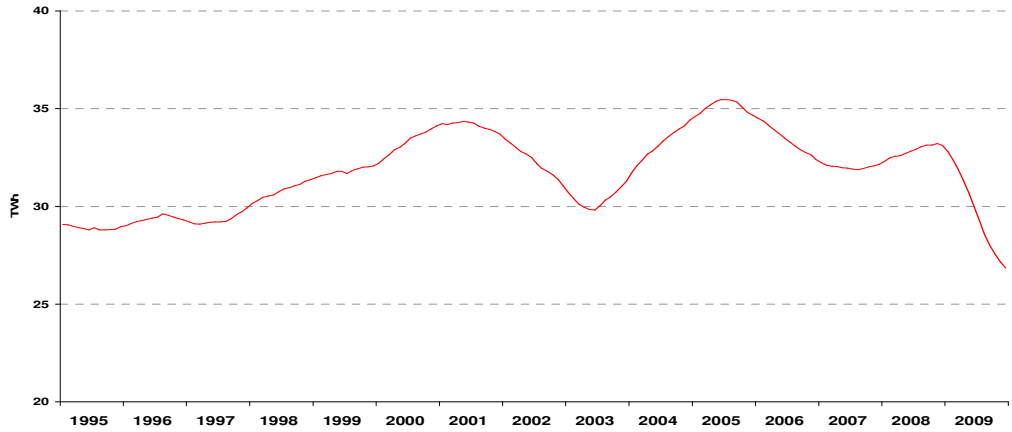


Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning de siste 12 måneder er i ferd med å flate ut etter å ha falt fra august 2008 til juli 2009.

Forbruket i kraftintensiv industri var i fjerde kvartal 6,9 TWh. Dette er 14,3 prosent lavere enn i samme periode i 2008, hvor forbruket var 8,1 TWh. I første, andre og tredje kvartal 2009 var dette forbruket henholdsvis 7,1, 6,5 og 6,3 TWh. I 2009 var forbruket i kraftintensiv industri 26,8 TWh referert kraftstasjon. Det er en nedgang på 18,9 prosent fra året før, og det laveste forbruket i denne sektoren siden 1982.

For perioden 1995-2009 har det vært en gjennomsnittlig årlig nedgang i forbruket i kraftintensiv industri på 0,5 prosent.

Figur 1.4.7 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12 måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE

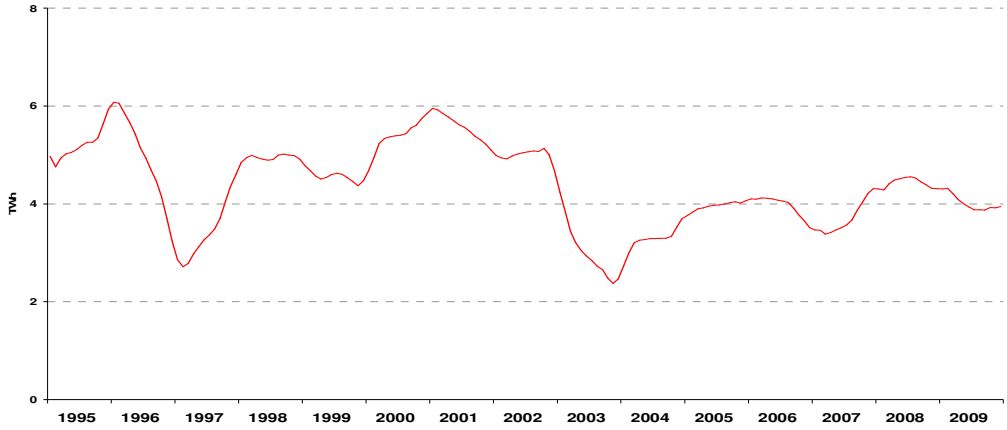


Kraftforbruket i kraftintensiv industri har siden høsten 2005 falt på grunn av blant annet redusert aktivitet og nedleggelser for deler av industrien som følge av høye kraftpriser og lave produktpriser. Fra høsten 2007 var det igjen økning i denne forbrukssektoren, mens vi i 2009 ser en sterk nedgang. En viktig forklaring på nedgangen finner vi i lave produktpriser grunnet det kraftige fallet i verdensøkonomien.

Forbruket av kraft til elektrokjeler var i fjerde kvartal 5,9 prosent høyere enn i tilsvarende periode i 2008. I 2009 var forbruket 4,2 TWh som er 8,5 prosent lavere enn i 2008. Forbruket i 2009 er ca to tredjedeler av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i vel 6 TWh.

Fra høsten 2008 har oljeprisen falt kraftig, og den har siden holdt seg på et lavt nivå frem til sommeren 2009. Kraftprisene har også falt i denne perioden, men relativt sett ikke så mye som oljeprisen. Dette antas å være hovedgrunnen til nedgangen i kraftforbruket til elektrokjeler i 2009. Det siste kvartalet har både oljeprisen og kraftprisene steget.

Figur 1.4.8 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for de siste 12 måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE

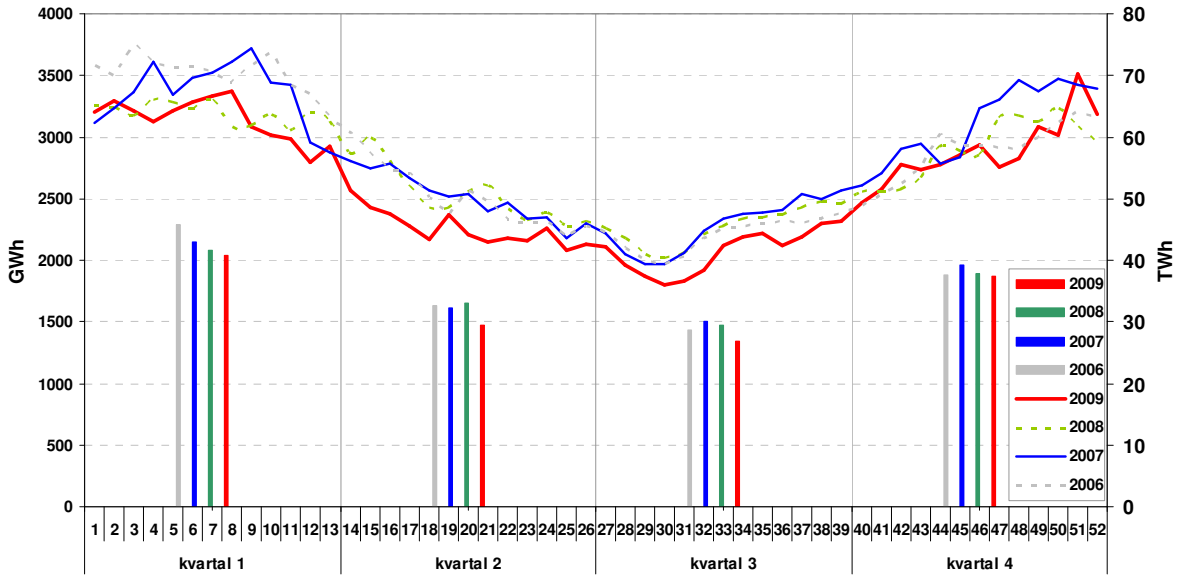


Vi ser at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1995-2009 er fra rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å kreve en høyere kraftpris for å koble ut enn det som er observert i samme periode.

1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene

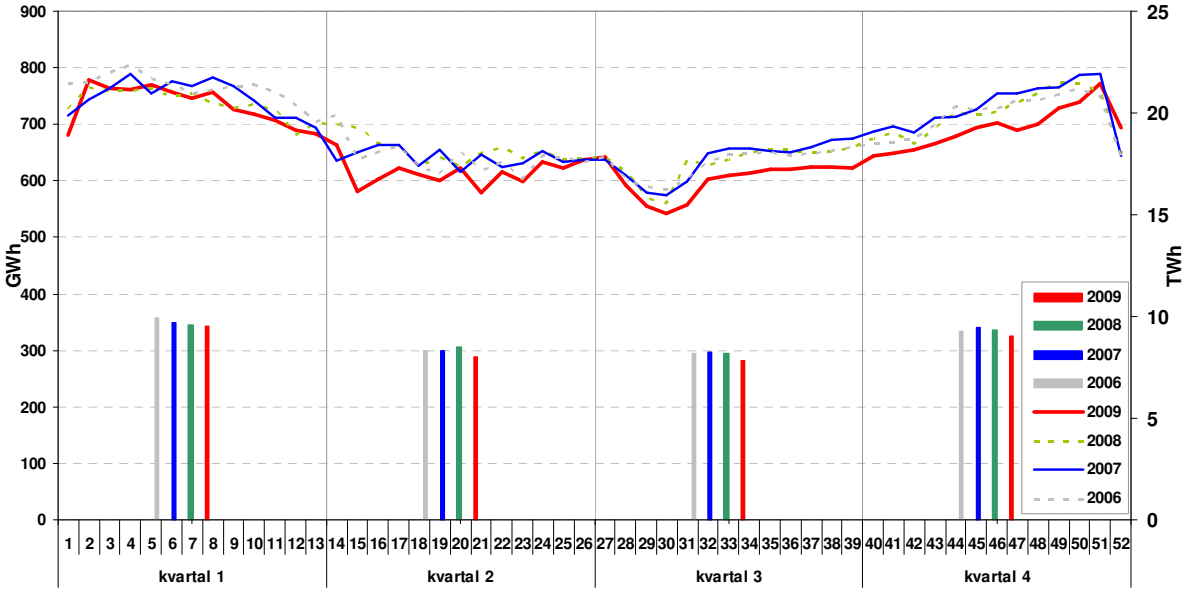
Det svenske kraftforbruket var 37,5 TWh i fjerde kvartal. Det er 0,2 TWh lavere enn i fjerde kvartal i fjor. Korrigert for temperaturer var nedgangen 1,2 TWh, i følge Svensk Energis temperaturkorrigerte forbrukstall. Det svenske kraftforbruket var 134,6 TWh i 2009. Det er 7,1 TWh lavere enn i 2008. Det er det laveste svenske årsforbruket som er registrert siden før 1995.

Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



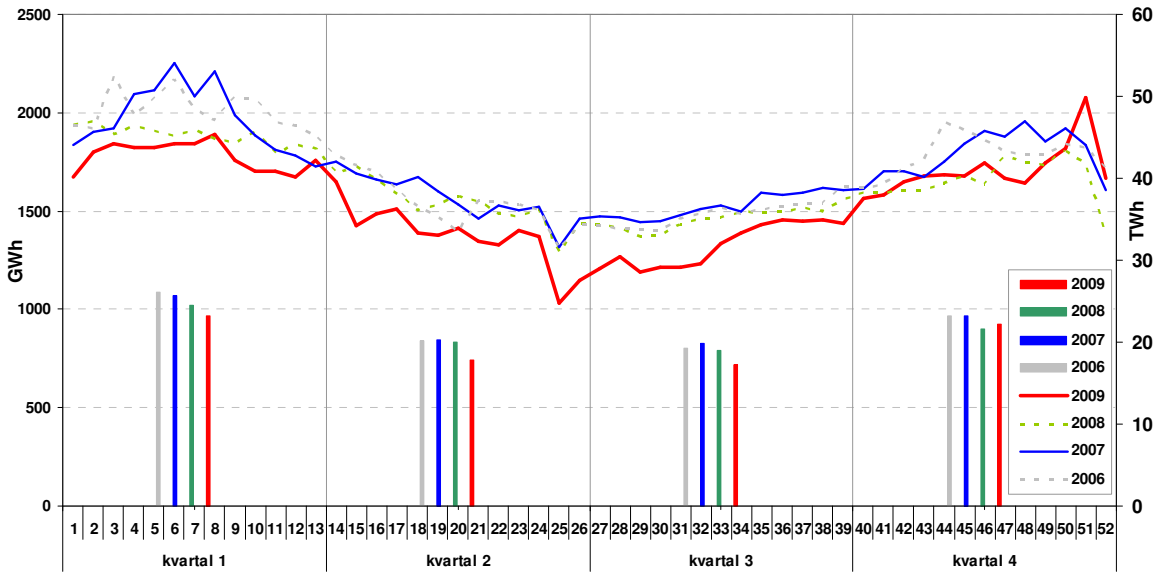
Kraftforbruket i Danmark var 9,0 TWh i fjerde kvartal i år. Det er 0,3 TWh lavere enn i fjerde kvartal i fjor. I 2009 var det danske kraftforbruket 34,4 TWh. Det er en nedgang på 1,2 TWh sammenlignet med 2008. Over tre fjerdedeler av reduksjonen fant sted på Jylland.

Figur 1.4.10 Dansk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Det finske kraftforbruket var 22,2 TWh i fjerde kvartal i år. Det er 0,7 TWh mer enn i samme periode i fjor. Lavere temperaturer har trukket i retning av høyere forbruk. I 2009 var det finske kraftforbruket 80,5 TWh. Det er 4,6 TWh mindre enn i 2008. Ikke siden 2001 har årsforbruket av elektrisitet i Finland vært lavere.

Figur 1.4.11 Finsk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.5 Andre energibærere i Norge

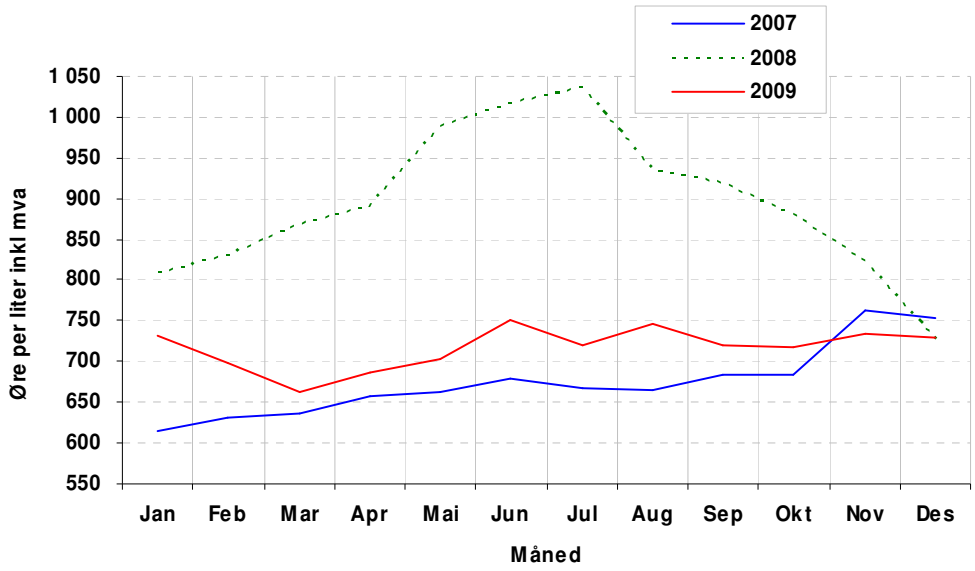
I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energibærere til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har økende utbredelse. For andre energibærere enn elektrisitet foreligger ikke offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salgstall for petroleumsprodukter kan benyttes som en indikator på sluttbruk av petroleumsprodukter. For de andre energibærerne tar vi med tall avhengig av om slike er tilgjengelige fra interesseorganisasjoner eller SSB.

Fyringsoljer

Av petroleumsprodukter til oppvarming i stasjonær sektor benyttes i hovedsak fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin benyttes stort sett i husholdningene. Lett fyringsolje benyttes i flere sektorer, men vi fokuserer her på stasjonære formål innenfor industri, bergverk og kraftforsyning, husholdninger, næringsbygg mv. og offentlig virksomhet. Bruken av petroleumsprodukter til oppvarming avhenger i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet, fordi mange sluttbrukere har utstyr som tillater veksling til den til enhver tid rimeligste energibæreren.

Gjennomsnittsprisen[3] på lett fyringsolje har i fjerde kvartal 2009 vært rundt 10 prosent lavere enn i tilsvarende periode i fjor. Grafen under viser at prisen holdt seg relativt stabilt i 2009, etter en kraftig stigning og deretter fall i 2008.

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



Figuren under viser at det i fjerde kvartal 2009 ble solgt 122 millioner liter lett fyringsolje til de aktuelle sektorene (industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v., og offentlig

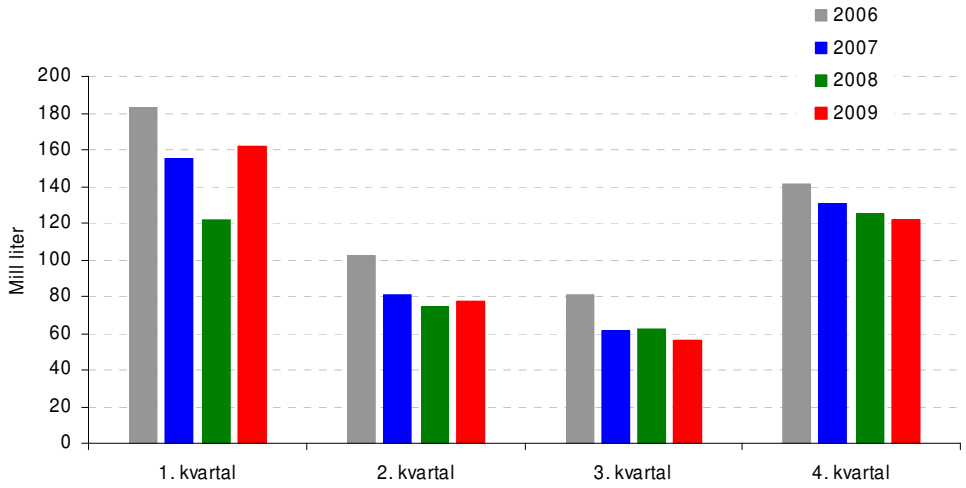
[3] Prisene er beregnet ut fra SSBs komsumprisindeks. For fyringsolje er det levering av olje med standard kvalitet fra oljeselskapene til fem ulike steder i Norge som samles inn. Prisene er medregnet dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittlig rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av disse prisene regnes et veid gjennomsnitt.

virksomhet). Dette er en nedgang på kun 2 prosent både fra fjerde kvartal 2008, og 7 prosent fra fjerde kvartal 2007.

Utviklingen i salget viser samme nedadgående trend som tidligere. I første kvartal var riktignok salget av fyringsolje en del over normalt. Dette kan imidlertid ha hatt sammenheng med en kuldeperiode i februar 2009, samt at prisen på fyringsolje sank kraftig høsten 2008 og våren 2009. I samme periode var dessuten prisen på elektrisitet høy og sank ikke like raskt som prisen på fyringsolje.

Vi gjør oppmerksom på at salget som ble rapportert i andre og tredje kvartal 2009 var feil pga. feil i rapportering fra selskapene. I kvartalsrapporten gjenga vi at salget var på hhv. 74 og 38 mill. liter for andre og tredje kvartal. Korrekte tall er 88 og 67 mill. liter, dvs høyere enn det vi publiserte.

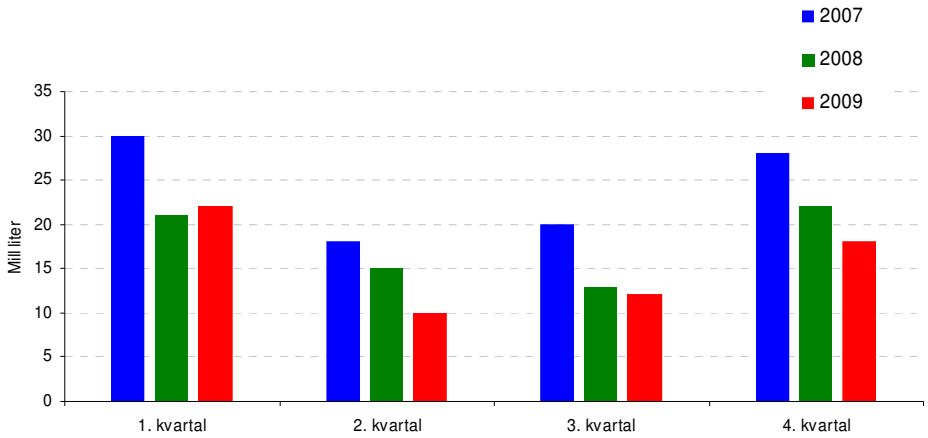
Figur 1.5.2 Kvartalsvis salg av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet, 2006-2009. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I fjerde kvartal 2009 ble det solgt 18 millioner liter fyringsparafin mot 22 millioner liter i fjerde kvartal 2008, og 28 millioner i fjerde kvartal 2007. Det er en reduksjon på 18 prosent i forhold til tilsvarende kvartal i fjor. Salget i første kvartal av 2009 var langt over normalen, noe som trolig skyldes en kuldeperiode i februar, relativt lave priser på olje og høyere priser på el. Salget av fyringsparafin har jevnt over gått ned siden 2003.

Vi gjør oppmerksom på at salget som ble rapportert for tredje kvartal 2009 var feil pga feil i rapportering fra selskapene. I kvartalsrapporten gjenga vi at salget var på 7 mill. liter. Korrekte tall er 12 mill. liter.

Figur 1.5.3 Kvartalsvis salg av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v., og offentlig virksomhet, 2007-2009. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



Ved

Se Kvartalsrapport 3/2009 for detaljert informasjon om vedpriser for fyringssesongen 2008/2009, samt kvartalsrapport 2/2009 for infomasjon om volumer av ved, og tilhørende energimengder brukt i 2008.

Annen bioenergi

Se Kvartalsrapport 1/2009 for utvikling av produksjon, salg og priser for pellets og briketter.

Varmepumper

Se Kvartalsrapport 2/2009 for salgsutvikling av varmepumper.

Fjernvarme

Se kvartalsrapport 3/2009 for informasjon om salg av fjernvarme og bruk av energikilder i fjernvarmen, samt kvartalsrapport 2/2009 for fordeling av varmen på ulike brukergrupper.

Gass

Se Kvartalsrapport 2/2009 for informasjon om utvikling i bruk av gass.

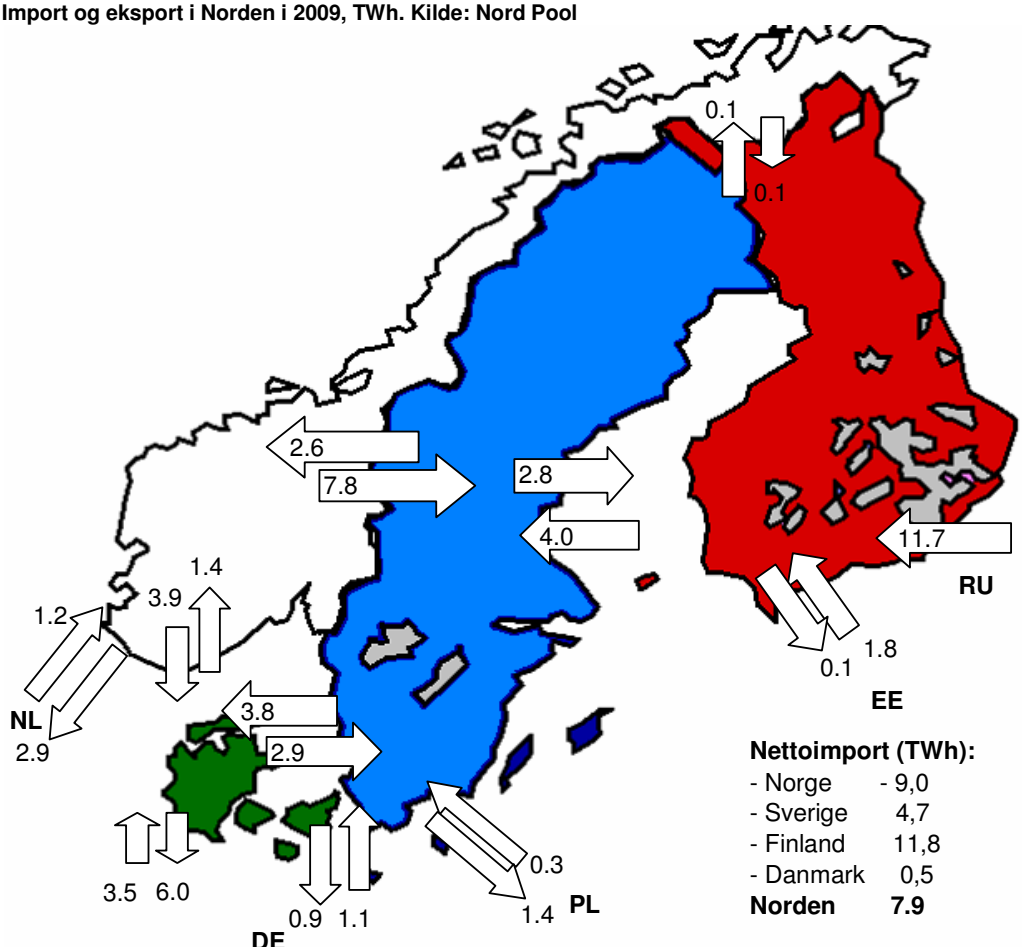
1.6 Kraftutveksling

Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	4.kv. 2009	4.kv. 2008	2009	2008
Norge	-3,5	-3,3	-9,0	-13,8
Sverige	4,2	3,3	4,7	-2,0
Finland	3,0	1,7	11,8	12,5
Danmark	-0,7	-1,5	0,5	1,4
Norden	3,0	0,2	7,9	-1,9

I 2009 var det 7,9 TWh nordisk nettoimport, mens det i 2008 var 1,9 TWh nordisk nettoeksport. Det var kun Norge som hadde nettoeksport av de nordiske landene i 2009. Endringen i den nordiske utvekslingen fra 2008 til 2009 må først og fremst forklares med mindre vannkraftproduksjon. Lav magasinfylling og lite tilsig bidro til høy nordisk nettoimport utover i andre og tredje kvartal. Lav produksjonskapasitet ved svenske kjernekraftverk samt lavere priser på kontinentet blant annet som følge av lavere brenselpriser, har medvirket til høy import sammenlignet med året før.

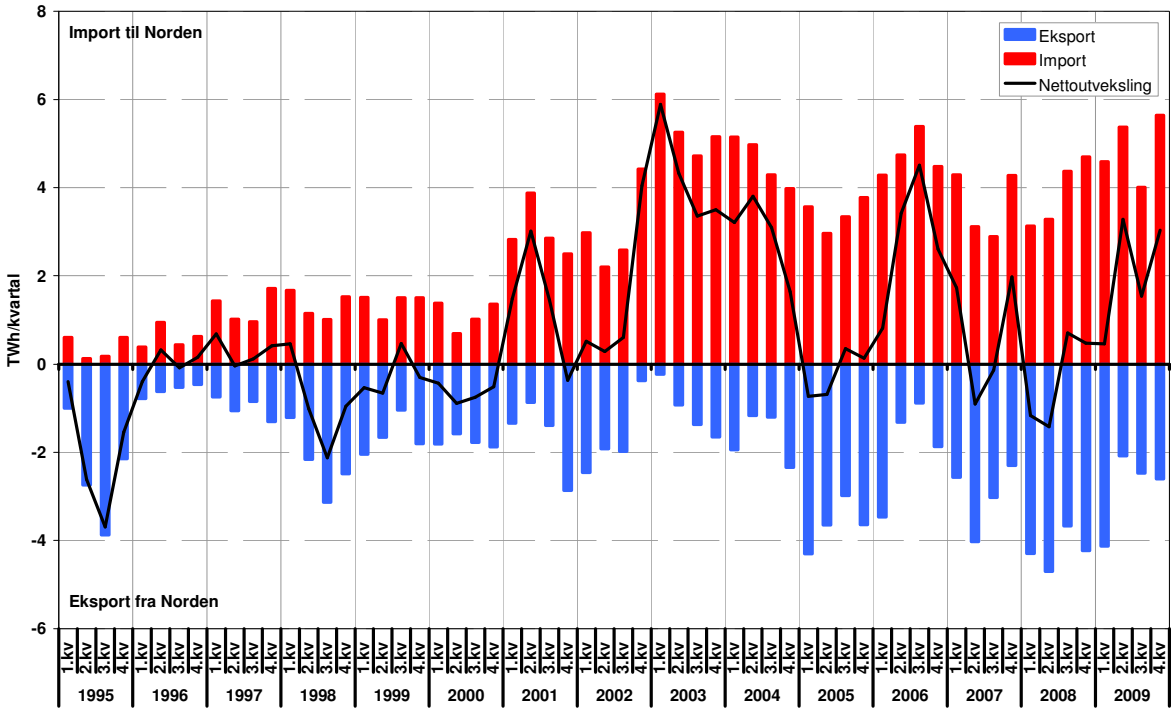
I fjerde kvartal var det 3,0 TWh nordisk nettoimport. Det er 2,8 TWh mer enn i tilsvarende kvartal i fjor. Finland og Sverige hadde samlet 2,2 TWh mer nettoimport enn i tilsvarende kvartal året før. Norge og Danmark var nettoeksportører av kraft i fjerde kvartal, men nettoeksporten var 0,6 TWh lavere enn i tilsvarende kvartal året før.

Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



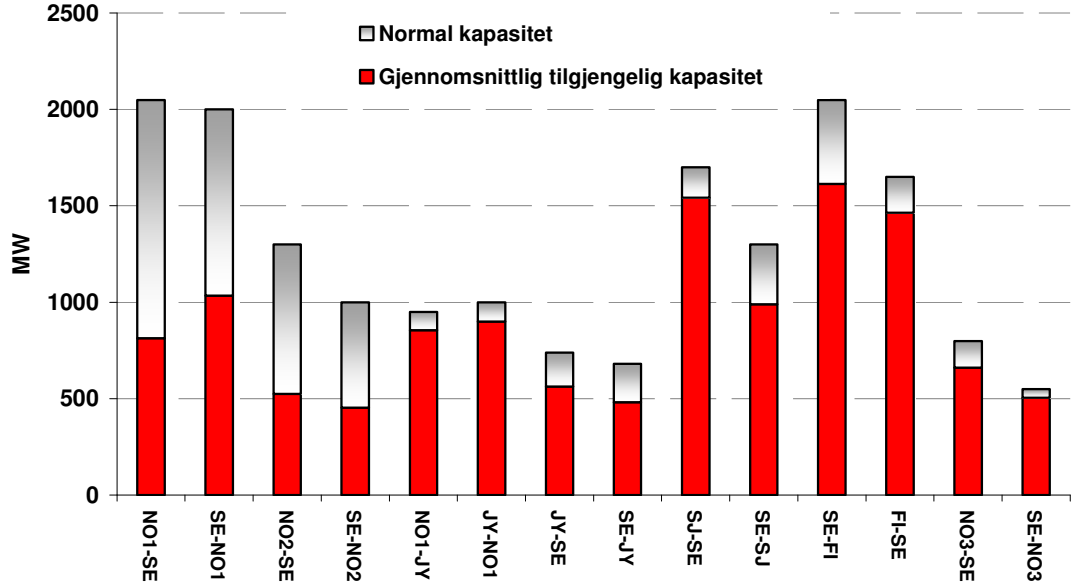
I 2009 var det totalt 2,3 TWh nordisk nettoeksport til Tyskland. Danmark var nettoeksportør til Tyskland, mens Sverige var nettoimportør fra Tyskland. I 2008 var både utvekslingsvolumet og den nordiske nettoeksporten til Tyskland vesentlig høyere. Til sammen var det 9,6 TWh nordisk nettoeksport dette året. Den norske nettoeksporten til Nederland var 1,7 TWh i 2009 – mot 3,0 TWh året før. Finland importerte 11,7 TWh fra Russland og Estland i 2009. I 2008 var det en samlet finsk import på 13 TWh fra disse landene.

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



Det var redusert kapasitet mellom Sør-Norge og Sverige fra midten av mars 2008 til midten av oktober i 2009 som følge av feil på Oslofjord-kablene. Det har i snitt vært en tredjedel av normal overføringskapasitet tilgjengelig i retning Sverige og 45 prosent i retning Norge. Det har også vært betydelige reduksjoner utover i fjerde kvartal, særlig i retning Sverige. Dette vil vedvare til Oslofjord-kablene blir oppgraderte. Det har også vært betydelige reduksjoner på forbindelsen mellom Sverige og Midt-Norge. Mellom 22. juni og 15. oktober var det ingen tilgjengelig kapasitet mellom Sverige og Midt-Norge som følge av arbeidet med linjen Nea-Järpströmmen.

Figur 1.6.3 Tilgjengelig og maksimal kapasitet på utvalgte nordiske overføringsforbindelser 2009, MW. (fra – til)
Kilde: Nord Pool

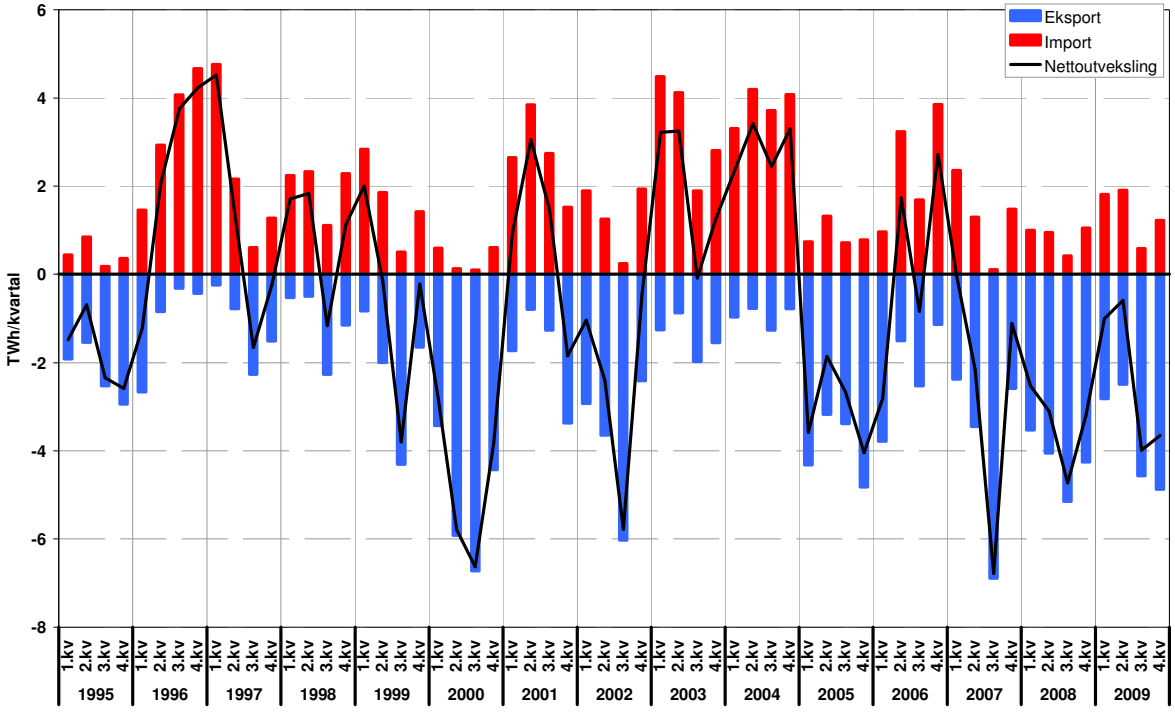


1.6.1 Norge

Den norske nettoeksporten var 9,0 TWh i 2009. Det er 4,8 TWh mindre enn året før. Norge har størst overføringskapasitet mot Sverige. I 2009 importerte vi litt mer fra Sverige, men eksporterte 1,1 TWh mindre enn året før. Den gjennomsnittlige overføringskapasiteten per time mot Sverige var 45 % av normal overføringskapasitet i 2008 – mot 40 prosent i 2009. Det forklarer noe av nedgangen i overføringen mot Sverige. Totalt var det 5,2 TWh norsk nettoeksport til Sverige i 2009, mens det året før var 6,6 TWh.

I 2009 har det vært mindre prisforskjeller mellom Norge og Nederland. Etter at kabelen kom i drift i 2008 var prisen i Sør-Norge betydelig lavere enn i Nederland i samtlige timer. Utover i 2009 har prisene i Nederland og Sør-Norge nærmet seg hverandre. Dette skyldes både mindre tilsig og lavere fyllingsgrad i norske magasiner, samt lavere produksjonskostnader i nederlandske kraftverk. Nederland har mye termisk kraftproduksjon som er kostbart å regulere i forhold til den norske vannkraften. Det betyr at Norge kan spare på vannet og importere om natten når forbruket og prisene er lave, og eksportere om dagen når prisene er høye. Etter hvert som prisnivået i Nederland og Norge har nærmet seg hverandre har vi i større grad sett en slik veksling mellom mellom import og eksport innenfor døgnet, også på forbindelsen mellom Norge og Nederland. Den gjennomsnittlige prisforskjellen var minst i andre kvartal i år. Det er også det kvartalet med lavest norsk nettoeksport til Nederland (0,1 TWh) siden kabelen kom i drift. Prisforskjellen ble litt større i tredje og fjerde kvartal i år. Den norske nettoeksporten til Nederland var 0,7 TWh i tredje kvartal. I fjerde kvartal var den norske nettoeksporten til Nederland redusert til 0,5 TWh.

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



1.6.2 Andre nordiske land

Det var 4,7 TWh svensk nettoimport i 2009. Året før var det 2,0 TWh svensk nettoeksport. Den svenske nettoimporten fant i hovedsak sted i fjerde kvartal. Sverige hadde en samlet nettoimport på 4,2 TWh dette kvartalet. Tekniske feil og forsinket idriftsettelse av svenske kjernekraftverk som har vært ute til revisjon har bidratt til mer behov for import i Sverige.

Sverige var nettoimportør av kraft fra både Finland og Tyskland i tillegg til Norge i 2009, og var nettoeksportør til Danmark og Polen. Den svenske nettoimporten fra Tyskland var 0,2 TWh i 2009, mot en nettoeksport på 2,0 TWh i 2008. I fjerde kvartal var den svenske nettoimporten fra Tyskland 0,1 TWh i likhet med de to foregående kvartalene. Utvekslingsvolumet var imidlertid betydelig høyere i fjerde kvartal enn de to foregående kvartalene. Noe høyere gjennomsnittlig overføringskapasitet forklarer delvis dette. Sverige hadde 1,1 TWh nettoeksport til Polen i 2009, mot 2,0 TWh året før.

Den finske nettoimporten utgjorde 11,8 TWh i 2009. Det er 0,5 TWh mindre enn året før. Finland har en høy og stabil import fra Russland, som i 2009 netto utgjorde 11,7 TWh. Det er 0,9 TWh mer enn året. Økningen skyldes mer tilgjengelig finsk importkapasitet. Økningen i finsk import fra Russland ble mer enn utlignet av mindre finsk nettoimport fra Estland og mer finsk nettoeksport til Sverige. Den finske nettoimporten fra Estland gikk ned med 0,5 TWh fra året før, og den finske nettoeksporten til Sverige økte med 0,9 TWh.

Den danske nettoimporten gikk ned med 0,9 TWh fra 2008 til 0,5 TWh i 2009. Den danske nettoeksporten til Tyskland var 2,5 TWh i fjerde kvartal. Det er 5,1 TWh mindre enn året før. Det var størst dansk nettoeksport til Tyskland i første kvartal i år. I andre og tredje kvartal var dansk nettoimport fra Tyskland, mens det i fjerde kvartal var 0,5 TWh dansk nettoeksport. Mindre eksport til Tyskland falt sammen med mindre dansk nettoimport fra Norge og Sverige i

2009 sammenlignet med året før. Den samlede danske nettoimporten fra Norge og Sverige var 3,4 TWh i 2009. Det er 5,9 TWh mindre enn året før.

1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.7.1 Spotmarkedet

Fra 3. til 4. kvartal 2009 økte den gjennomsnittlige elspotprisen i alle de tre norske elspotområdene. Det var Midt-Norge (NO2) som hadde størst prisøkning, 21 prosent, og snittprisen endte her på 322 kr/MWh. Prisen i Nord-Norge (NO3) økte med 19 prosent til 321 kr/MWh, mens prisen i Sør-Norge (NO1) økte med 15 prosent til 291 kr/MWh. Likevel sank de gjennomsnittlige elspotprisene fra 4. kvartal 2008 til 4. kvartal 2009 med om lag en tredjedel i hele landet.

Elspotpriser kr/MWh	4. kv. 2009	Endring fra 4.kv. 2008	Endring fra 3.kv. 2009	2009	Endring fra 2008
Sør-Norge (NO1)	291	-33 %	15 %	296	-9 %
Midt-Norge (NO2)	322	-32 %	21 %	311	-26 %
Nord-Norge (NO3)	321	-31 %	19 %	311	-24 %
Sverige	334	-29 %	7 %	323	-23 %
Finland	334	-28 %	7 %	323	-23 %
Sjælland (DK2)	391	-27 %	19 %	348	-25 %
Jylland (DK1)	306	-35 %	0 %	316	-32 %
Tyskland (EEX)	315	-48 %	-2 %	412	-18 %

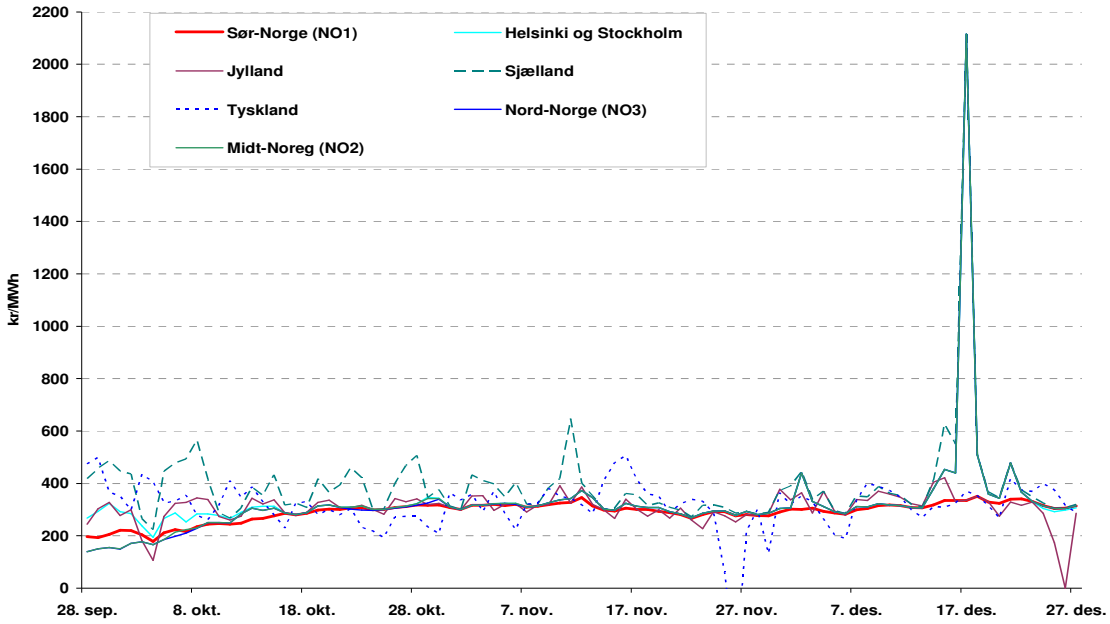
Dette har også vært en trend i de øvrige nordiske elspotområdene. Gjennomsnittsprisene var 334 kr/MWh både i Sverige og Finland i 4. kvartal 2009. Det er 7 prosent høyere enn i foregående kvartal, men nesten 30 prosent lavere enn i 4. kvartal 2008. I Danmarks to elspotområder, Sjælland (DK2) og Jylland (DK1), var prisen henholdsvis 391 og 306 kr/MWh. Mens prisen på Jylland var uendret fra forrige kvartal, hadde Sjælland en prisøkning på 19 prosent. Også her var prisene lavere enn i samme periode i foregående år, henholdsvis 27 og 35 prosent på Sjælland og Jylland. Med gjennomsnittlig elspotpris på 315 kr/MWh hadde Tyskland i 4. kvartal 2009 en nedgang på 2 prosent sammenlignet med foregående kvartal, og en nedgang på 48 prosent sammenlignet med tilsvarende kvartal i 2008.

Mye regn i store deler av Norge sørget for en kraftig økning i de norske vannmagasinene i løpet av tredje kvartal 2009, og ved inngangen til uke 40 var fyllingsgraden 1,1 prosent over normalt. Fjerde kvartal 2009 var på sin side preget av nedbør og tilsig under normalt, og at produksjonen av svensk kjernekraft var langt lavere enn planlagt. Dette bidro til høye og økende priser gjennom kvartalet.

To timer om ettermiddagen torsdag 17. desember 2009 kom kraftprisen i Sverige, Finland, Midt- og Nord-Norge, samt på Sjælland, opp i 11 796 kr/MWh. Det er den høyeste prisen i Norge noensinne. Hvis prisen for en time i, eksempelvis, Nord-Norge (NO3) disse to timene istedenfor hadde vært 330 kr/MWh, ville den gjennomsnittlige kvartalsprisen blitt 310 kr/MWh. Hvis dette også var prisen mellom klokka 0600 og 2200 denne dagen, ville kvartalsprisen blitt 301 kr/MWh – eller 30,1 øre/kWh. De høye prisene denne dagen kan med andre ord forklare omtrent halvparten av prisforskjellen mellom Sør-Norge og Midt- og Nord-Norge i tredje kvartal. Hovedårsakene til den høye prisen var at stor etterspørsel etter elektrisk kraft, grunnet kaldt vær i store deler av Norden, falt sammen med et særlig lavt krafttilbud. Den svenske kjernekraften var denne dagen under 50 prosent av maksimal kapasitet. I tillegg var tre kullkraftverk på Sjælland ute av drift denne dagen. Den høye lasten i nettet forårsaket også

reduserte overføringsmuligheter mellom elspotområdene. Bak dette ligger det faktum at etterspørsel etter elektrisk kraft er svært uelastisk, noe som gjør at små endringer i tilbud og etterspørsel kan gi enorme utslag i prisen.

Figur 1.7.1 Spotpriser i fjerde kvartal 2009, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og EEX

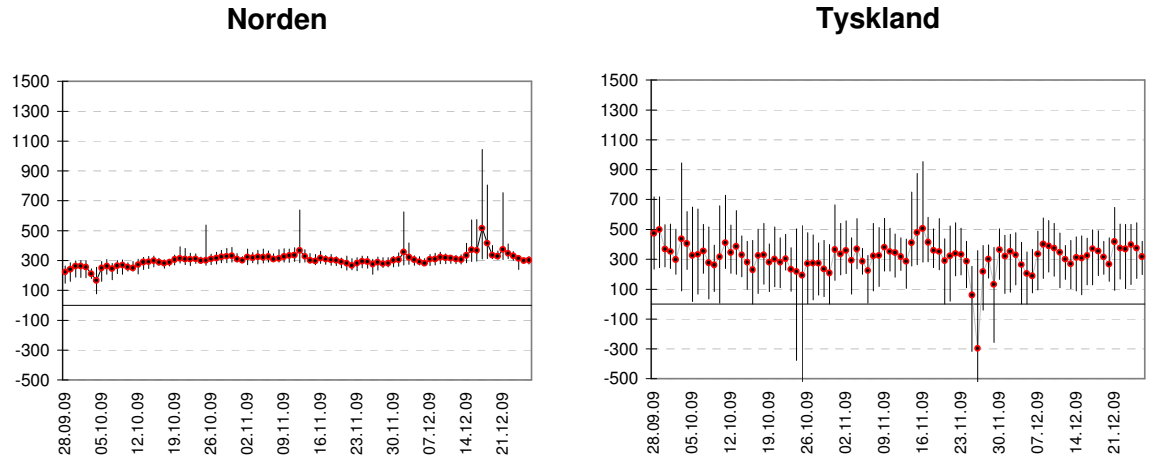


I grove trekk viste elspotprisen i alle de norske elspotområdene en jevnt over fallende trend fra om lag 400 kr/MWh i januar til om lag 200 kr/MWh ved slutten av uke 40 i 2009. Deretter økte prisen, og ble liggende i overkant av 300 kr/MWh det meste av 4. kvartal. Tross den siste prisøkningen, var kraftprisene i fjerde kvartal 2009 lavere enn i samme periode året før. Den relativt lave kraftprisen i 2009, henholdsvis 296, 311 og 311 kr/MWh i Sør-, Midt- og Nord-Norge, er en reduksjon fra 2008 på henholdsvis 9, 26 og 24 prosent. Dette har særlig sammenheng med to av finanskrisens virkninger det siste året: at kraftetterspørselen har vært lavere enn normalt, og at et sterkt prisfall i markedene for fossile brensler har redusert de marginale produksjonskostnadene for termiske kraftprodusenter.

Som vist i figur 1.7.2, varierer kraftprisene langt mer ved den tyske kraftbørsen EEX enn ved Nordens kraftbørs Nord Pool. Dette er et resultat av at forskjellige produksjonsteknologier dominerer i de forskjellige landene. Vannkraft, som det er mye av i Norge og Sverige, og en del av i Finland, lar seg enklere regulere i takt med de forbrukssvingningene som opptrer i løpet av en dag enn termisk kraft. I Danmark og på kontinentet er det et større innslag av termisk kraftproduksjon. Høye start- og stoppkostnader gjør at det er svært dyrt å regulere slik produksjon i takt med forbruket. I Danmark og Tyskland er det i tillegg en de lite regulerbar kraftproduksjon, særlig vindkraft, som mates inn i nettet uavhengig av pris og etterspørsel.

I figur 1.7.1 kan det observeres noen sterke fall i kraftprisene for tredje kvartal, både i Tyskland og på Jylland. Enkelte tidsrom dette kvartalet ble det, som vist i figur 1.7.2, negative priser i disse områdene. Årsaken er at høy vindkraftproduksjon og høy produksjon fra kraftvarmeverk, som følge av kaldt vær og stor etterspørsel etter varme, ble kombinert med lav etterspørsel etter elektrisk kraft. I tillegg blir fornybar energi støttet med en viss pengesum per mengde energi som blir levert inn til nettet. Dermed vil produsentene ønske å produsere så lenge summen av spotpris og støttebeløp er positiv.

Figur 1.7.2 Nordisk og tysk døgngjennomsnitt og prisvariasjon over døgnet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og EEX



Tabell 1.7.1 sier noe om omfanget av prisforskjeller mellom de forskjellige elspotområdene i Norden. Spotprisen i Sør-Norge (NO1) hadde lavere pris enn de øvrige elspotområdene i over 40 prosent av timene i fjerde kvartal 2009. Til sammenligning var spotprisen i Nord-Norge lavest i litt mer enn 4 prosent av timene, mens prisen i Midt-Norge (NO2) aldri var lavere enn prisen i Nord-Norge.

Tabell 1.7.1 Omfanget av prisforskjeller mellom prisområdene, tredje kvartal 2009. Kilde: Nord Pool

4. kvartal 2009		Lavest elspot-pris						
		NO1	NO2	NO3	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland
Høyest elspot-pris	NO1		11.8 %	15.2 %	0.8 %	3.3 %	22.0 %	0.2 %
	NO2	41.8 %		4.1 %	0.4 %	3.4 %	34.6 %	0.5 %
	NO3	40.3 %	0.0 %		0.1 %	3.1 %	34.2 %	0.4 %
	Sverige	51.8 %	15.2 %	18.5 %		3.0 %	38.3 %	0.4 %
	Finland	51.8 %	15.2 %	18.5 %	0.0 %		38.1 %	0.4 %
	Jylland	42.9 %	33.9 %	36.0 %	25.7 %	26.3 %		7.7 %
	Sjælland	63.2 %	43.3 %	45.1 %	38.7 %	41.2 %	61.8 %	

1.7.2 Terminmarkedet

Prisen på en terminkontrakt ved Nord Pool med levering i første eller andre kvartal 2010 økte gjennom fjerde kvartal. Ved starten av kvartalet kunne kontrakten for første kvartal 2010 handles for 283 kr/MWh, mens kontrakten for andre kvartal ble handlet for 257 kr/MWh. På slutten av kvartalet hadde prisen på disse kontraktene økt til henholdsvis 355 og 328 kr/MWh. Årsaken til prisøkningen ligger særlig i kombinasjonen av at det i fjerde kvartal 2009 kom mindre nedbør og tilsig enn normalt i Norden, samtidig som det har vært lavere enn forventet produksjon fra svenske kjernekraftverk. På tross av det lave forbruket ble vannkraftproduksjonen høy, og det ble en raskere nedtapping av de nordiske magasinene enn normalt. Ved årsskiftet var det norske snømagasinet omkring 25 prosent mindre enn normalt.

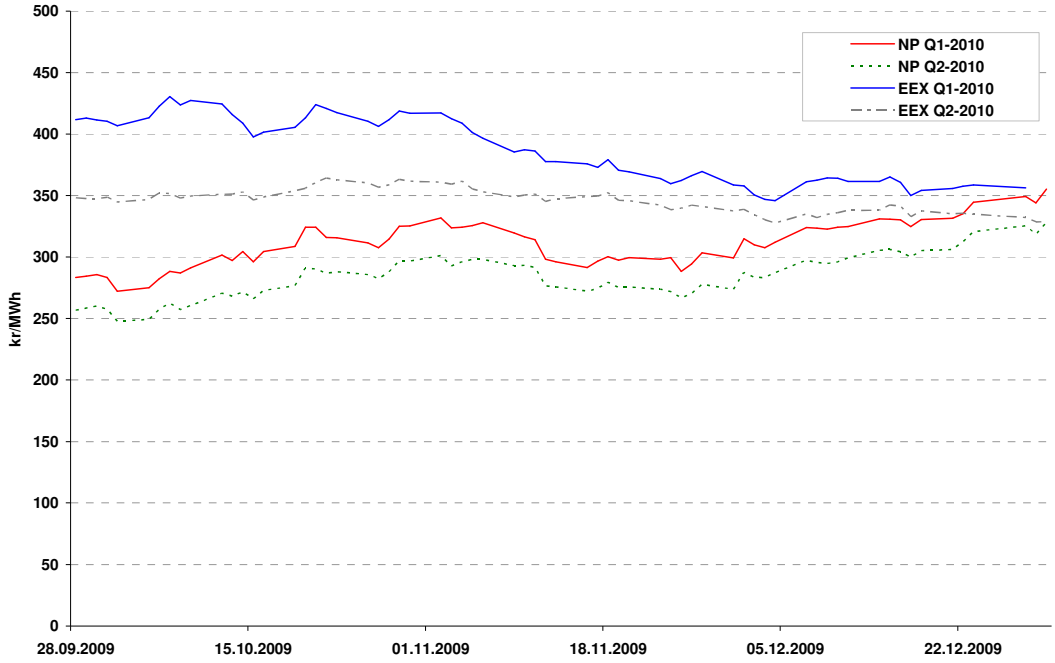
Første halvår av 2009 var preget av magasinfyllinger godt under normalt, men høsten ble våtere enn forventet, og fyllingsgraden normaliserte seg. Sammen med prisfall i markedene for fossile brensel og utslippsretter for CO_2 medvirket dette til at terminprisene ved Nord Pool ved inngangen til årets siste kvartal var lave.

Ved den tyske kraftbørsen EEX har utviklingen i fjerde kvartal 2009 for tilsvarende kontrakter vist motsatt tendens. Fra inngangen til kvartalet sank prisen for en kontrakt med levering i første

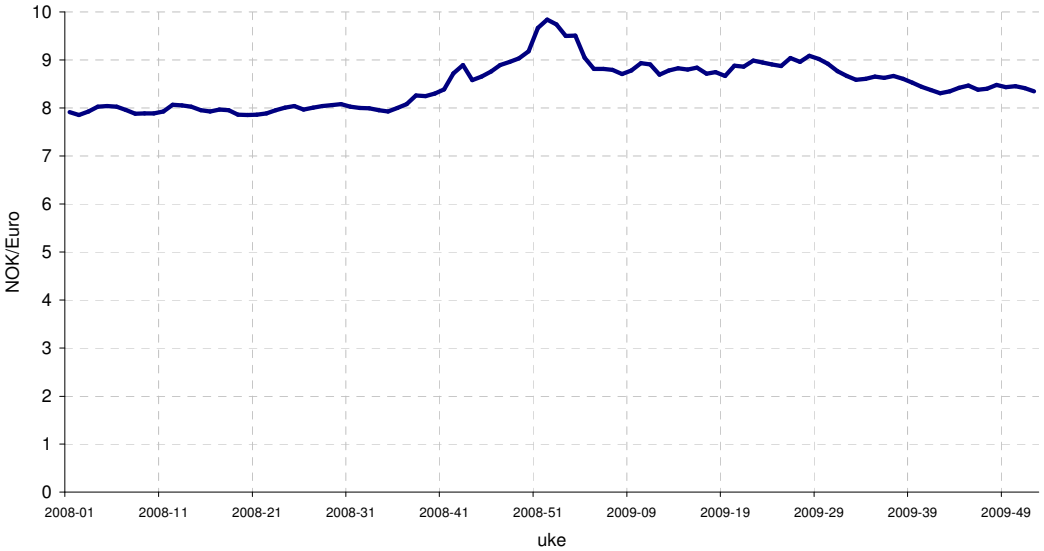
og andre kvartal 2010 fra henholdsvis 412 og 348 kr/MWh til 356 og 329 kr/MWh. Prisnedgangen, målt i norske kroner, ble imidlertid mindre på grunn av at den norske krona styrka seg mot euroen, som vist i figur 1.7.4. I uke 40 kostet en euro 8,4 kr, mens den i uke 52 kostet 8,3 kr. Den reelle prisnedgangen ved EEX var derfor noe større enn det figur 1.7.3 viser.

I løpet av 2009 har den norske krona styrket seg betraktelig i forhold til euroen. Den 1. januar 2009 kosta en euro 9,74 kr, mens den 31. desember kosta 8,33 kr.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontrakter i fjerde kvartal 2009, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot



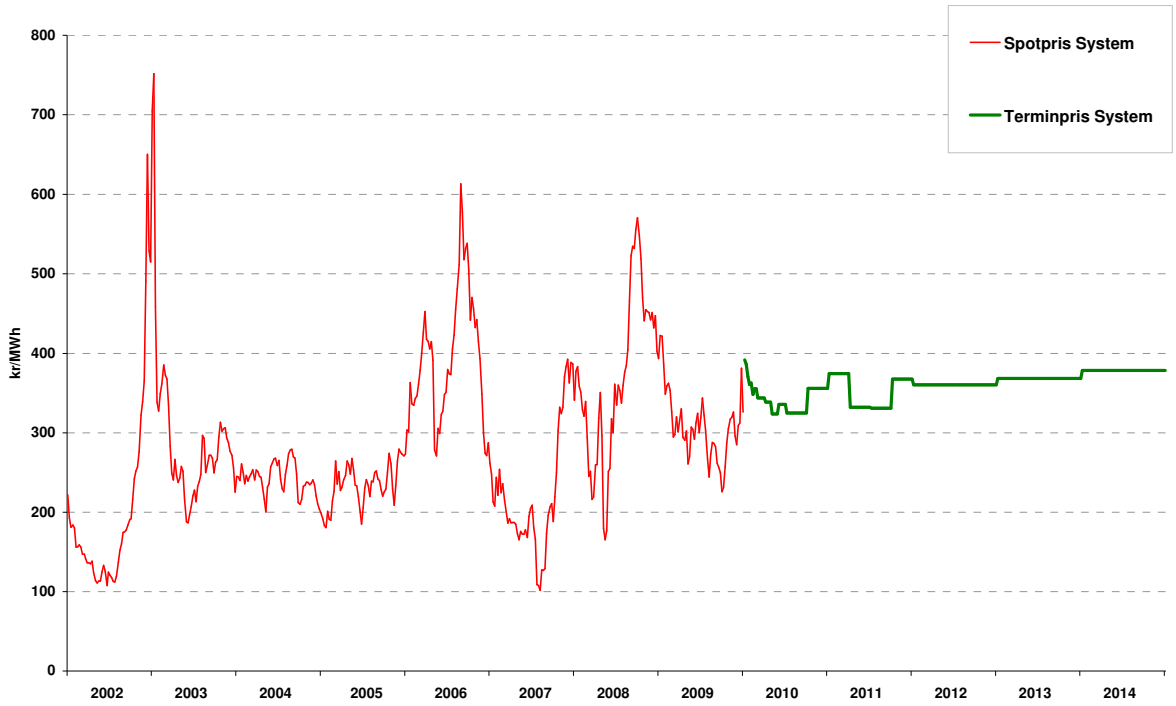
Figur 1.7.4 Valutakurs, norske kroner mot euro. Kilde: Nord Pool Spot



I siste uka i fjerde kvartal 2009 lå systemprisen på Nord Pool på 326 kr/MWh. Ved inngangen til 2010 viste terminprisene for hver enkelt uke framover en jevn nedgang fra 392 kr/MWh i uke 1 2010 til 344 kr/MWh ved utgangen av kvartalet. Terminprisen for 2010 var i gjennomsnitt ca.

340 kr/MWh, mens terminprisen for 2011, 2012 og 2013 var henholdsvis ca. 350, 360 og 370 kr/MWh. Markedet forventer altså en svak stigning i kraftprisen i årene framover.

Figur 1.7.5 Nordisk systempris og priser i terminmarkedet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot



I fjerde kvartal kostet en utslippsrett for CO_2 i gjennomsnitt 13,8 €/tonn. Gjennomsnittsprisen for utslippsretter for 2010, 2011 og 2012 var noe høyere, henholdsvis 14,0, 14,6 og 15,3 €/tonn. Dette er omtrent 1 € under gjennomsnittet for tredje kvartal. Prisen på utslippsretter økte i oktober, men ble redusert omtrent like mye i løpet av november. I desember økte prisen igjen jevnt fram mot midten av desember. Deadline for klimamøtet i København var fredag 18. desember, og den siste uka klimamøtet varte falt CO_2-prisen for 2010, 2011, 2012 og 2013 med om lag 2,3 €/tonn. Prisen ved årsskiftet endte dermed på 12,7, 13,3, 14,2 og 15,2 for henholdsvis 2010, 2011, 2012 og 2013.

Fra midten av 2008 falt prisen på utslippsretter for CO_2 relativt jevnt fra omkring 30 €/tonn til omkring 8€/tonn i midten av februar i år. Dette har sammenheng med lavere kraftforbruk og -produksjon, som følge av finanskrisen. Deretter steg prisen i løpet av våren til i overkant av 15 euro, hvor den holdt seg mer eller mindre stabil ut året. Prisen på CO_2 påvirker prisen på elektrisk kraft da utslippsrettene er en del av kostnadene i termisk kraftproduksjon.

Figur 1.7.6 Prisutvikling på utslippstillatelser for CO_2 i EU ETS, euro/tonn. Kilde: Nord Pool Spot

På slutten av 2008 falt prisen på naturgass betydelig ved de tre største handelsplassene: National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland. Den nedadgående trenden fortsatte gjennom første kvartal 2009 for så å stabilisere seg på rundt 100 øre pr. standard kubikkmeter (Sm^3) i andre kvartal. I tredje kvartal 2009 gikk prisen på gass ved National Balancing Point opp til 140 øre pr. Sm^3 i starten av kvartalet, for så å falle til 101 øre/Sm^3 på slutten. I fjerde kvartal ble det også en prisøkning til omtrent 132 øre/Sm^3 i uke 43, hvorpå prisen falt til 96 øre/Sm^3 i uke 49. Etter dette steg gassprisen igjen, til 107 øre/Sm^3 ved utgangen av året.

Tar man utgangspunkt i et kraftverk i Storbritannia med en virkningsgrad på 55 prosent, ville brenselkostnadene for gass handlet på spotmarkedet (eksklusiv rørtariff innenlands) i fjerde kvartal i 2009 vært i snitt 207 kr/MWh. Det er en reduksjon på 13 kr/MWh i forhold til andre kvartal. Til sammenligning var brenselkostnaden i snitt 569 kr/MWh i tredje kvartal i 2008.

Figur 1.7.7 viser utviklingen i prisen på kontrakten for nærmeste kvartal (Front Quarter) på gass levert i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) fra 2006 og ut 2009.

Figur 1.7.7 Gasspriser *front quarter* i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2009, øre/Sm3. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited

Også prisen på kull økte fra tredje til fjerde kvartal 2009. I kvartalets første uke ble kontrakten for det nærmeste kvartalet (Front Quarter) handlet for 72 dollar/tonn. Prisen steg så jevnt ut over i kvartalet, og ble ved utgangen av kvartalet handlet for 82 dollar/tonn. Snittprisen i tredje kvartal endte på 78 dollar/tonn.

Med en kullpris på 78 dollar/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport fra Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i et kullkraftverk som benytter importert kull med 40 prosent virkningsgrad vært 143 kr/MWh, bare 3 kroner mer enn i andre kvartal. Til sammenligning var denne kostnaden 321 kr/MWh i tredje kvartal 2008.

Figur 1.7.8 viser kullprisen fra 2006 til og med 2009. API2 er en indeks for prisutvikling på kull der frakt- og forsikringskostnader er inkludert. API2 måler priser for kull levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam.

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

1.8 Sluttbrukermarkedet

1.8.1 Priser og prisutvikling

I fjerde kvartal 2009 har standard variabel kontrakt vært den mest lønnsomme kontraktsformen for en husholdning i Norge. Prisen for en markedspriskontrakt var lavest i Sør-Norge, med en gjennomsnittspris på 38,3 øre/kWh. I Midt- og Nord-Norge var gjennomsnittsprisen henholdsvis 42,1 og 42 øre/kWh.

I alle de norske elspotområder har prisen på en markedspriskontrakt gått opp fra forrige kvartal. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor er prisen vesentlig lavere.

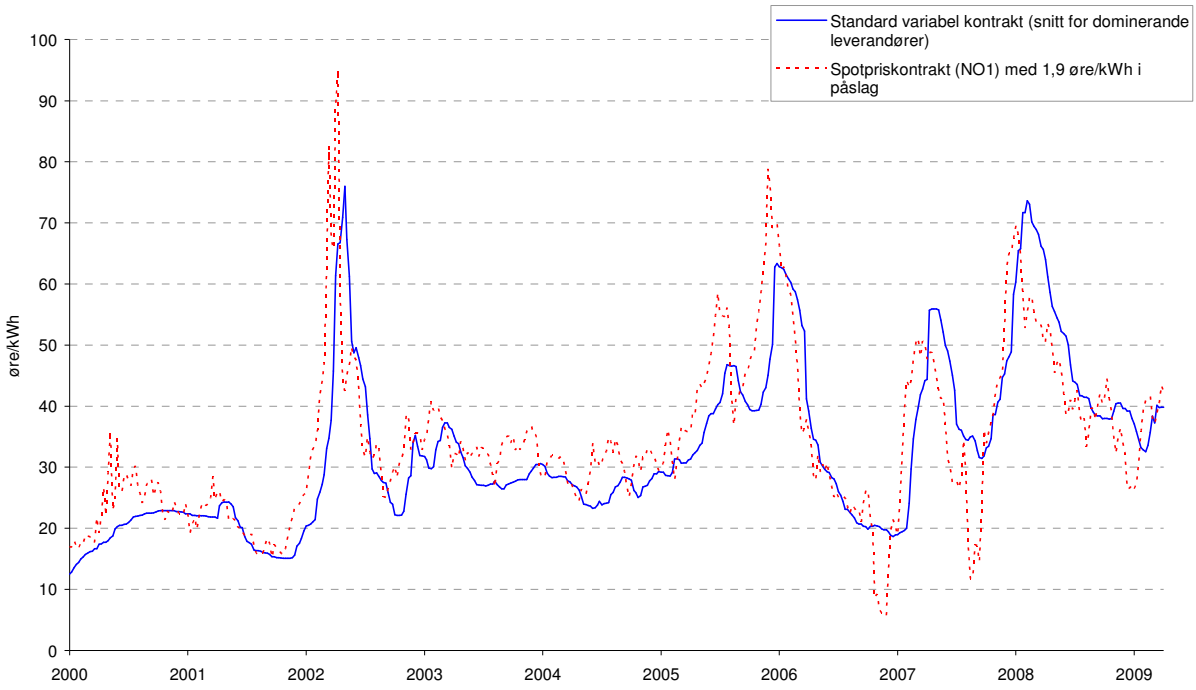
Husholdningene øre/kWh	4. kv. 2009	Endring fra 3. kv. 2009	Endring fra 4. kv. 2008
Markedspriskontrakt (spot):			
Sør-Norge (NO1)	38,3	4,7	-17,1
Midt-Norge (NO2)	42,1	7	-20,7
Nord-Norge (NO3)	42,0	6,5	-19,8
Standard variabel:			
Dominerende leverandører[4]	36,4	-2,6	-32,6
Landsdekkende[5]	31,8	-5,2	-32,1
Antall leverandørskifter (1000 stk.)	53,7	9,1	2
Kontraktsvalg (%):			
Markedspris/spot	56,9	3,3	5,9
Fastpris	5,9	1	-1,2
Standard variabel	37,2	-4,3	-4,6

De landsdekkende leverandører av standard variabel kraftleveringskontrakt har i gjennomsnitt hatt en pris på 31,8 øre/kWh i fjerde kvartal 2009. Det er 4,6 øre lavere enn gjennomsnittsprisen til de dominerende leverandørene. Prisdifferansen mellom disse leverandørgruppene har gått ned siden sist kvartal, ved at prisnedgangen hos de dominerende har vært større i snitt enn hos de landsdekkende leverandører av standard variabel kraftleveringskontrakt. Prisdifferansen i fjerde kvartal 2009 er omtrent det den var i tilsvarende kvartal i fjor.

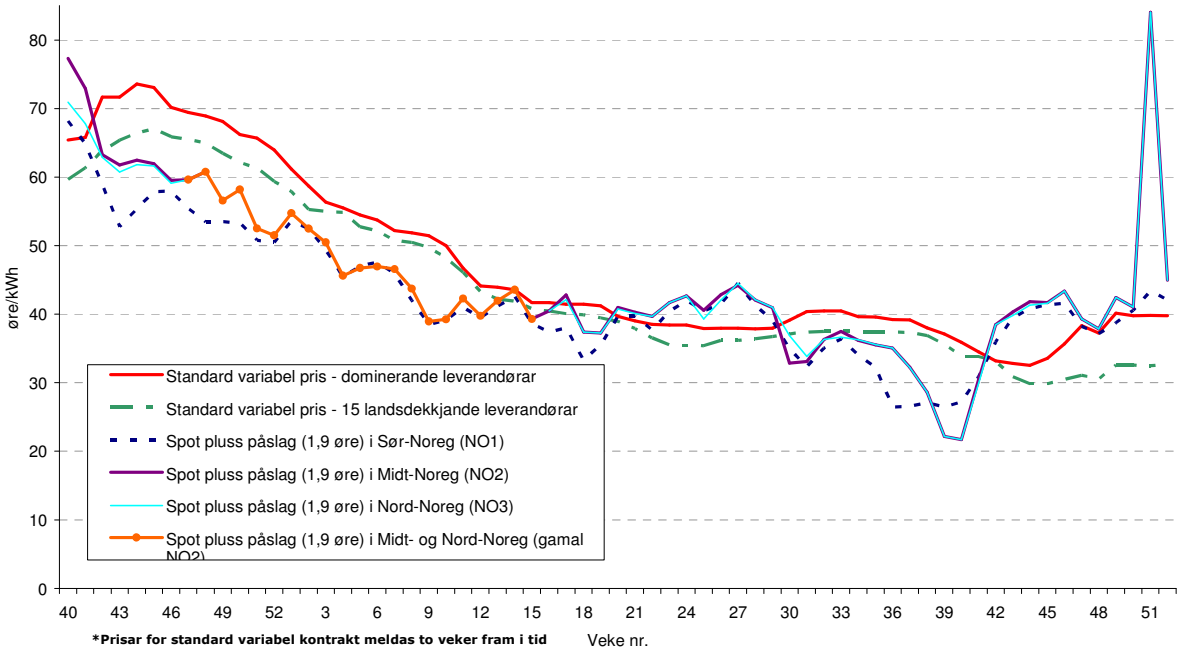
[4] Volumveid gjennomsnitt av de dominerende leverandørenes priser fra de 22 største nettområdene.

[5] Gjennomsnitt av leverandørenes priser (ikke volumveid).

Figur 1.8.1 Standard variabel kratpris kontrakt og spotpriskontrakt (NO1) med påslag, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE



Figur 1.8.2 Standard variabel kraftpris for dominerende leverandører og spotpriskontrakt (NO1, NO2 og NO3) med påslag, 1,9 øre/kWh inkl. mva. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.1 sammenligner snittprisen inklusiv merverdiavgift for standard variabel kraftpris for de dominerende leverandører med spotpris for Sør-Norge pluss 1,9 øre/kWh påslag for perioden 2000 til og med fjerde kvartal 2009.

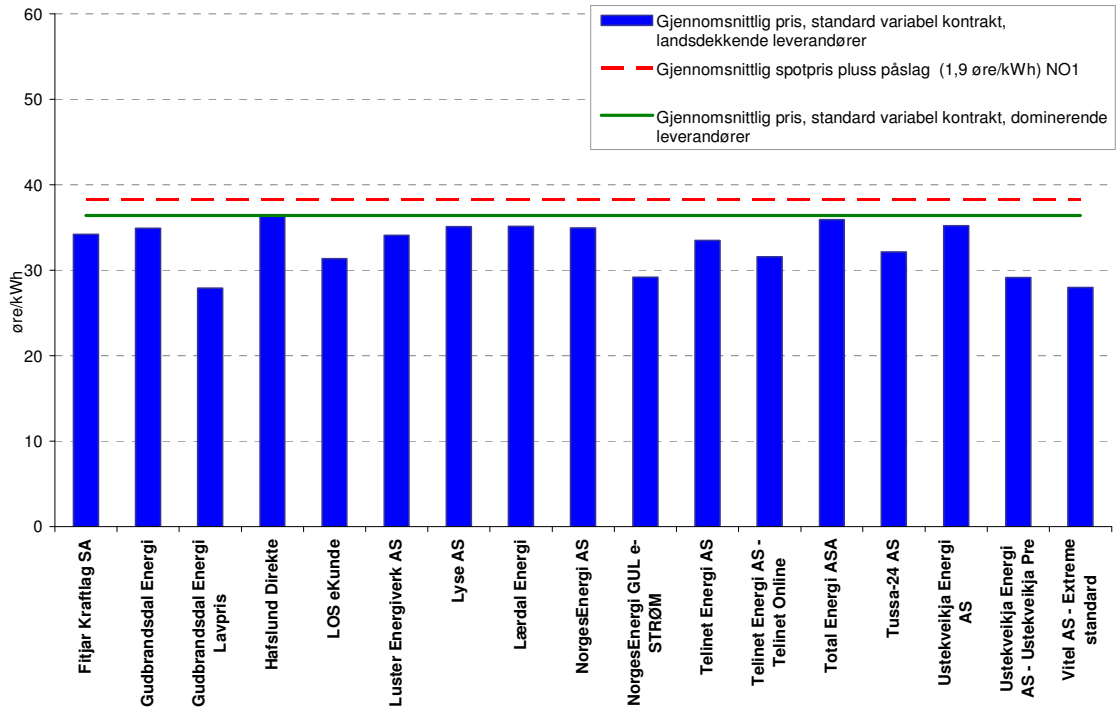
I figur 1.8.2 sammenlignes standard variabel kraftpris for dominerende leverandører med spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag i prisområdene Sør-Norge (NO1), Midt-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO3) fra og med tredje kvartal 2008 til og med fjerde kvartal 2009.

Det har vært en økende tendens for prisene i Norges tre spotområder gjennom fjerde kvartal. Det har i tillegg vært betydelige prisvariasjoner i løpet av kvartalet for prisområdene Midt- og Nord-Norge. I begge områdene var prisen oppe i 84 øre/kWh i uke 51. Laveste pris for kvartalet for disse områdene var 21,7 øre/kWh i uke 40. Selv om prisen viste en økende tendens i Sør-Norge, var ikke variasjonene her like store. Prisen var på sitt høyeste i uke 51 med 43,4 øre/kWh.

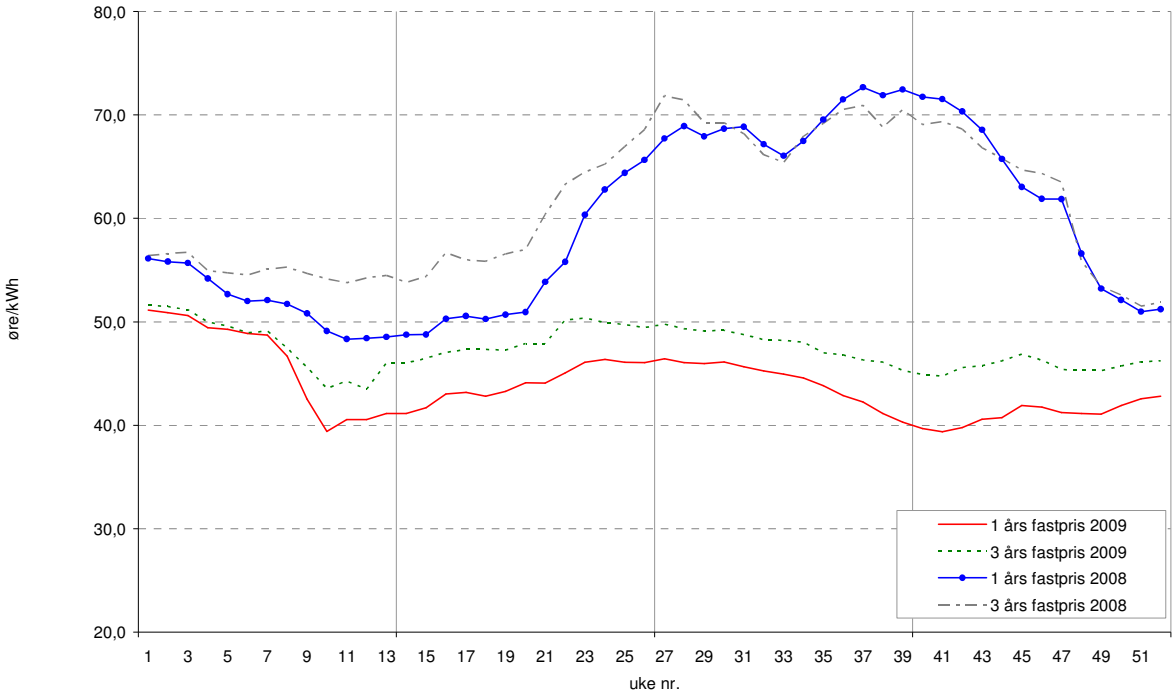
Prisen på standard variabel kontrakt levert av både dominerende og landsdekkende leverandører hadde et stabilt utviklingsmønster, uten stor prisvariasjon. I løpet av kvartalet varierte prisen til de dominerende leverandørene i intervallet 32,5 - 40,1 øre/kWh, mens prisen fra de landsdekkende lå i intervallet 29,9- 33,8 øre/kWh.

Av de 17 landsdekkende leverandørene av standard variabel kontrakt var det ingen leverandør med høyere gjennomsnittspris enn gjennomsnittsprisen for dominerende leverandører (36,4 øre/kWh) i fjerde kvartal 2009, se figur 1.8.3. Sammenlignet med en markedspriskontrakt i Sør-Norge (38,3 øre/kWh) har alle de 17 landsdekkende leverandører hatt lavere gjennomsnittspriser i dette kvartalet.

Figur 1.8.3 Aritmetisk snitt for 17 landsdekkende leverandører sammenlignet med gjennomsnittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.4 Prisutvikling for 1- og 3-års fastpriskontrakter med et forbruk på 20 000 kWh/år, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.



Gjennomsnittsprisen for de landsdekkende kraftleverandørenes 1- år fastpriskontrakt var 41,1 øre/kWh i fjerde kvartal 2009. Det er en reduksjon på 3 øre frå tredje kvartal 2009, og 20,3 øre lavere enn fjerde kvartal i 2008.

Gjennomsnittsprisen på en 3-års fastpriskontrakt var 45,7 øre/kWh i fjerde kvartal 2009. Det er 2,1 øre lavere enn kvartalet før, mens det er 15,6 øre lavere enn fjerde kvartal 2008.

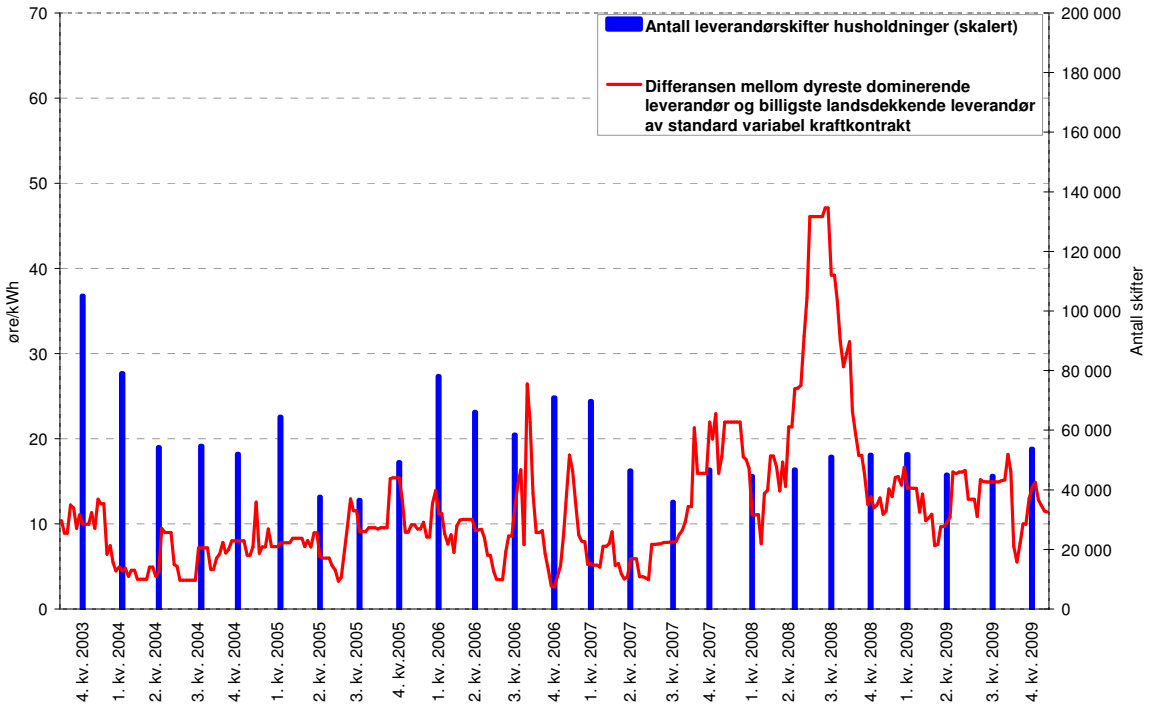
1.8.2 Leverandørskifter

Figur 1.8.5 gir en oversikt over antall leverandørskifter og prisdifferanser mellom den dyreste dominerende leverandøren av standard variabel kontrakt og den billigste av de landsdekkende leverandørene av samme type kontrakt.

I fjerde kvartal 2009 var det 53 700 husholdninger som skiftet leverandør. Det er 9 100 flere skift enn i tredje kvartal 2009. Sammenlignet med fjerde kvartal 2009, da 51 700 skiftet leverandør, er antall skift økt med 2 000.

Prisdifferansen mellom dyreste dominerende leverandør og billigste landsdekkende leverandør var i gjennomsnitt 4,6 øre/kWh i fjerde kvartal 2009. Denne differansen er høyere sammenlignet med tredje kvartal 2009, men lavere enn differansen i fjerde kvartal 2008 som var på 5,2 øre/kWh

Figur 1.8.5 Prisspredning og antall leverandørskifter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

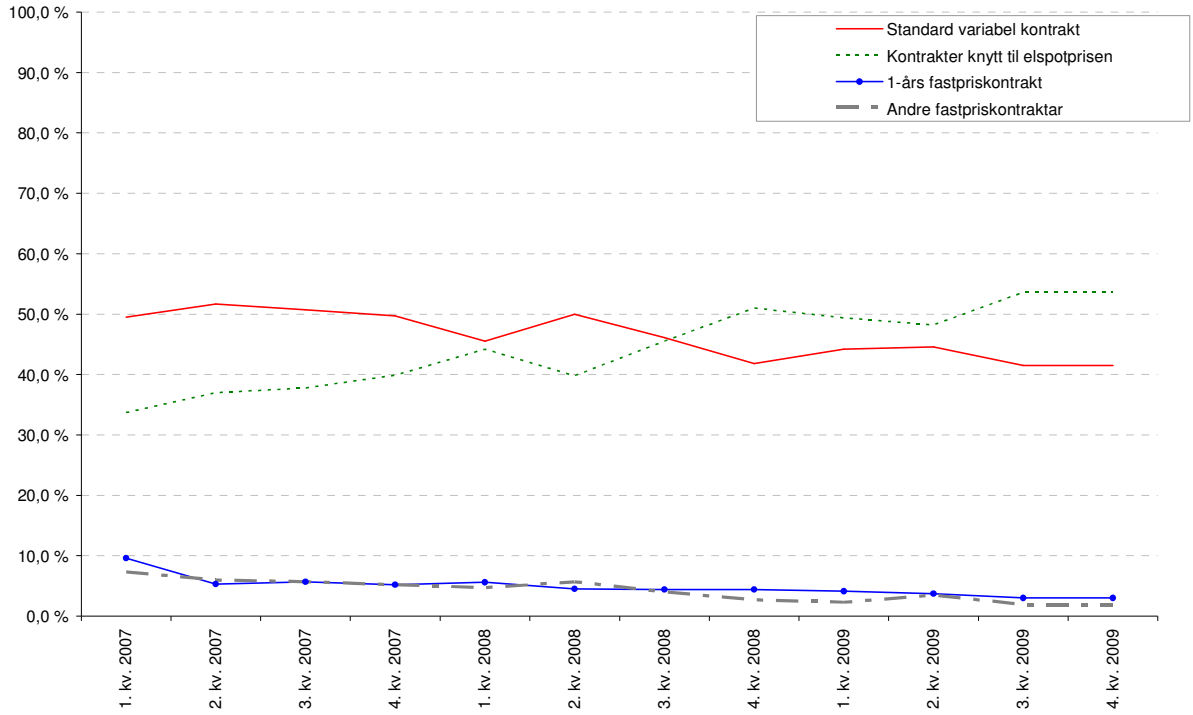


1.8.3 Kontraktsvalg

Oversikten over hvilke typer kontrakter husholdningene velger er hentet fra en utvalgsundersøkelse gjennomført av SSB, basert på informasjon fra 50 av selskapene som opererer innenfor sluttbrukermarkedet. Det korrigeres ikke for manglede innrapportering, og det er derfor grunn til å være noe forsiktig med å legge for mye vekt på den kvartalsvise utviklingen i undersøkelsen.

For fjerde kvartal 2009 viser undersøkelsen at 57 prosent av husholdningene var knyttet til spotpriskontrakt, mens om lag 37 prosent valgte standard variabel kontrakt. Figur 1.8.6 viser utviklingen av de to kontrakttypene over en lengre periode. Figuren bekrefter den langsiktige tendensen i retning av stadig flere husholdningskunder velger spotpriskontrakter på bekostning av standard variabel kontrakt.

Figur 1.8.6 Prosentvis fordeling av ulike typer kontrakter i husholdningsmarkedet. Kilde: SSB[6]



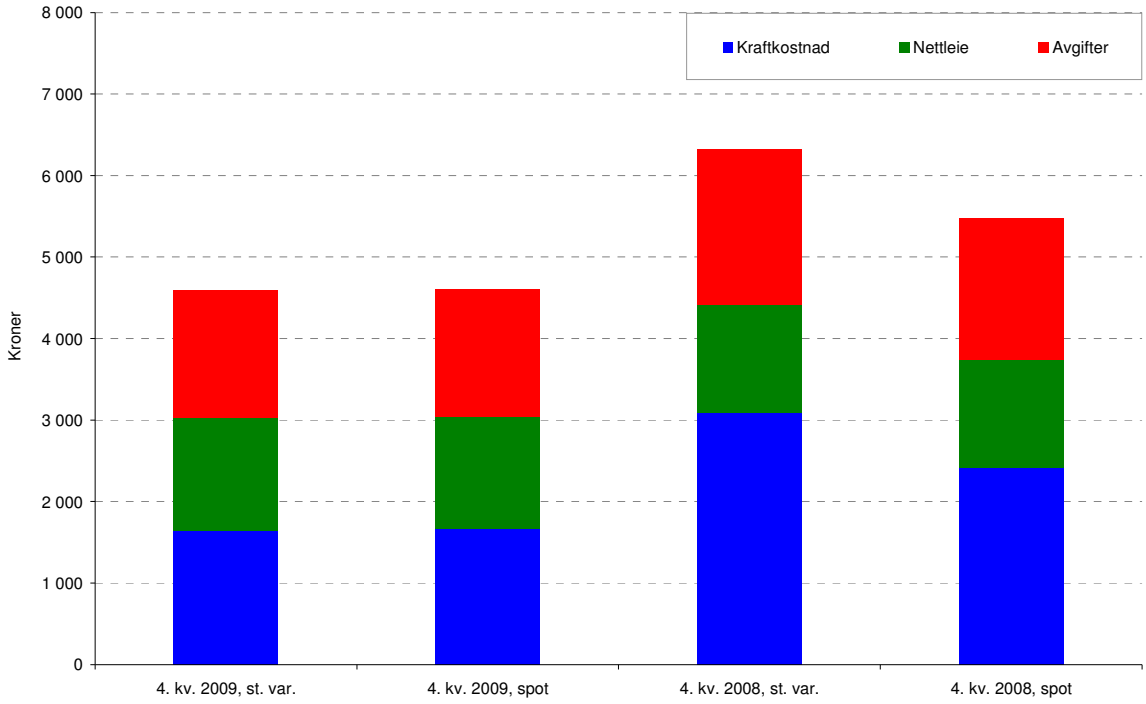
[6] Hentet fra SSBs kvartalvise prisstatistikk for kraftmarkedet.

1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for en forbruker er satt sammen av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en husholdningskunde med et årsforbruk på 20 000 kWh var 4 588 kroner ved standard variabel kontrakt og 4 611 kroner ved spotpriskontrakt i Sør-Norge i fjerde kvartal 2009. Sammenlignet med samme kvartal i 2008 er dette en nedgang på 27 prosent for standard variabel kontrakt, mens for spotpriskontrakt var nedgangen på 16 prosent.

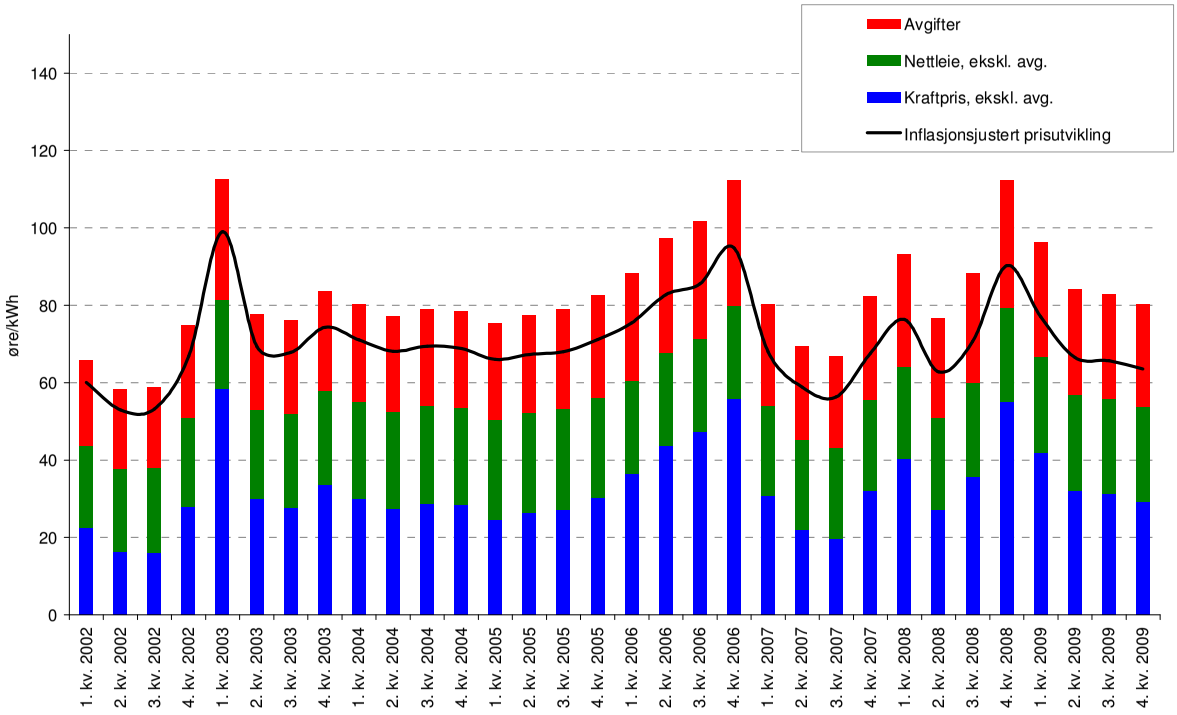
Den totale regningen for en forbruker med markedspriskontrakt var i fjerde kvartal 2009 satt sammen av følgende kostnader: 36 prosent kraftpris, 30 prosent nettleie og 34 prosent avgifter. Tilsvarende tall for fjerde kvartal i 2008 var: 44 prosent i kraftpris, 24 prosent i nettleie og 32 prosent i avgifter.

1.8.7 Totalkostnad i fjerde kvartal til kraft, nettleie, og offentlige avgifter i kroner ved et årlig forbruk på 20 000 kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.8 viser utviklingen i kraftprisen (standard variabel kontrakt), nettleie, avgifter og konsumprisindeksen fra første kvartal 2002 til og med fjerde kvartal 2009. Prisen på kraft er den viktigste faktoren for den totale kraftprisen forbrukere må betale. Gjennomsnittsprisen på standard variabel kontrakt gikk ned fra andre til tredje til fjerde kvartal 2009, noe som førte til lavere totale priser i fjerde kvartal 2009.

Figur 1.8.8 Kraftpris (standard variabel, volumveid), nettleie og avgifter, gjennomsnitt for kvartalet, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet, SSB og NVE



1.9 Utsikter for framtidig kraftproduksjon

Foreløpige tall for ny produksjonskapasitet fra vannkraftverk og andre opprustings- og utvidelsesprosjekt viser en økning i Norges vannkraftkapasitet med 0,7 TWh i 2009. Middeltallet for årlig produksjonskapasitet var 123,4 TWh ved årsskiftet 2009/2010. Utbyggingen av vannkraftkapasitet over 1 MW utgjør dermed nesten 8,5 TWh siden kraftmarkedet ble liberalisert i 1991.

I 2009 ble det gitt tillatelse for utbygging av 0,6 TWh ny vannkraft hvor all produksjon er fra små kraftverk. Ved inngangen til 2010 er det omlag 2,1 TWh vannkraft som har fått utbyggingstillatelse, men som ikke er realisert enda. Det gis konsesjon til vannkraftprosjekter hvor det i dag ikke er kapasitet i nettet, men utbygging tillates ikke startet før det kan dokumenteres nettkapasitet. Dette medfører at prosjekter må utsettes i tid inntil nødvendig nettkapasitet er utbygd eller oppgradert. Ved årsskiftet 2009/2010 er det under bygging om lag 1,1 TWh ny vannkraftproduksjon.

Det er fremdeles stor interesse for å bygge små vannkraftverk. Det er innkommet eller er til behandling om lag 550 saker. Samlet produksjon fra disse planene utgjør en årlig middelproduksjon på om lag 5,4 TWh.

Norske vindkraftverk produserte 980 GWh i 2009 mot 917 GWh året før. For kraftverk i normal drift tilsvarer dette en brukstid på i gjennomsnitt 2 290 timer (kapasitets-faktor 26 %), varierende mellom 1 500 og 3 800 timer.

I Norge er det nå installert 431 MW vindkraft fordelt på 18 vindkraftverk og 200 vindturbiner. I løpet av året ble det installert 2,3 MW ny vindkraft, mens 0,3 MW ble tatt ut av produksjon. Netto økning i 2009 var dermed 2 MW. Gjennomsnittlig turbinstørrelse er nesten 2,2 MW. Vindkraften står for 0,8 prosent av landets samlede kraftproduksjon.

Varmekraftproduksjonen i Norge har de siste årene ligget på rundt 1 TWh per år , men gjorde et markant hopp til 3,6 TWh i 2009. Dette skyldes at gasskraftverket på Kårstø har vært i drift fra februar måned. Produksjonskapasiteten for varmekraft er ellers spredt på mange små anlegg som stort sett eies av industribedrifter som selv bruker kraften. Bare to varmekraftverk kan sies å være av noen størrelse, og begge ble ferdigstilt i 2007. Det første er energianlegget på Melkøya i Hammerfest, der en samlet installasjon på 215 MW kan produsere opp til 1,7 TWh/år til gassbehandlingsanlegget der. Gasskraftverket på Kårstø har en ytelse på 430 MW og et produksjonspotensial på ca. 3,4 TWh/år. På Kårstø planlegges det å installere anlegg for CO_2-håndtering, noe som eventuelt vil redusere nettoytelsen med ca. 20 prosent. For øvrig er det gitt konsesjon for tre gasskraftverk med samlet ytelse på inntil 2000 MW og produksjon inntil 15,5 TWh/år. Av disse konsesjonsgitte prosjektene er bare ett under bygging; anlegget på Mongstad. Dette anlegget vil foruten å produsere elektrisitet (280 MW) også levere 350 MW varmenergi til oljeraffineriet på Mongstad. Kraftverket er under bygging, og vil settes i drift i 2010. Også på Mongstad planlegges det anlegg for CO_2-håndtering.

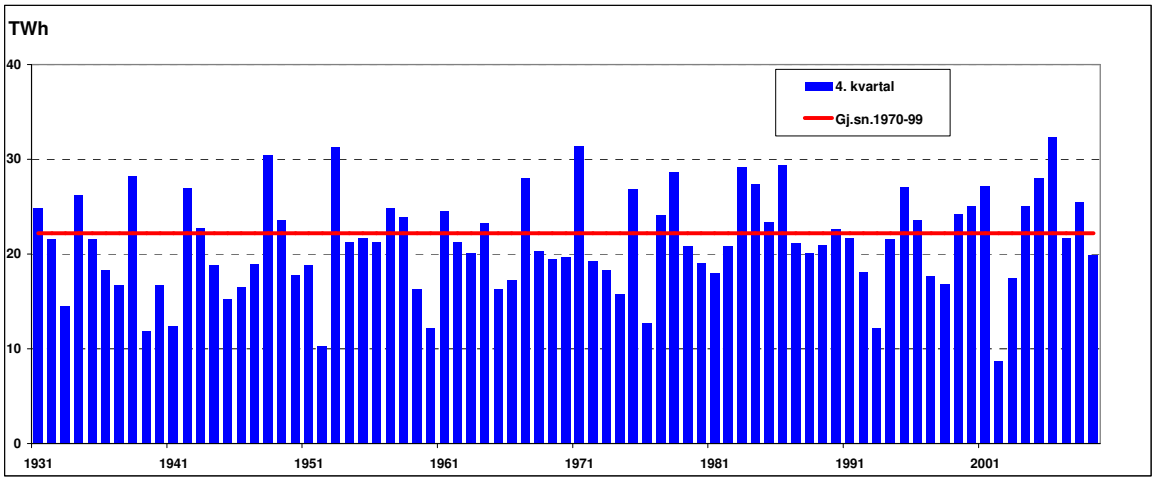
Statnett har etablert to mobile gassturbinverk, hver bestående av fem aggregater på til sammen 150 MW. Dette er reservekraftverk, som det bare vil bli gitt tillatelse til å starte opp når en svært alvorlig kraftmangel truer. I normalsituasjoner vil de derfor ikke gi noe bidrag til kraftproduksjonen.

NVE har ellers inne tre søknader om gasskraftverk. Det gjelder gasskraftverk i Grenland på inntil 1000 MW og i BKK-området (Mongstad) på 450 MW, samt et mindre industrigassbasert

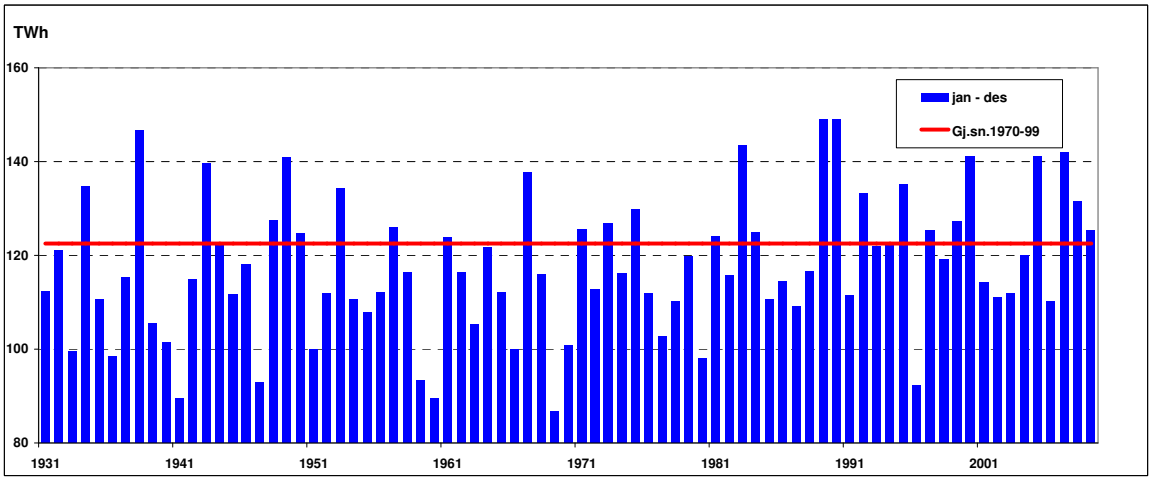
dampkraftverk på 14 MW i Sauda. I tillegg er det forhåndsmeldt tre varmekraftverk med samlet ytelse inntil 2300 MW. To av disse gjelder kullkraftverk, med ytelse på henholdsvis 380 MW og 400-800 MW.

2 Vedlegg

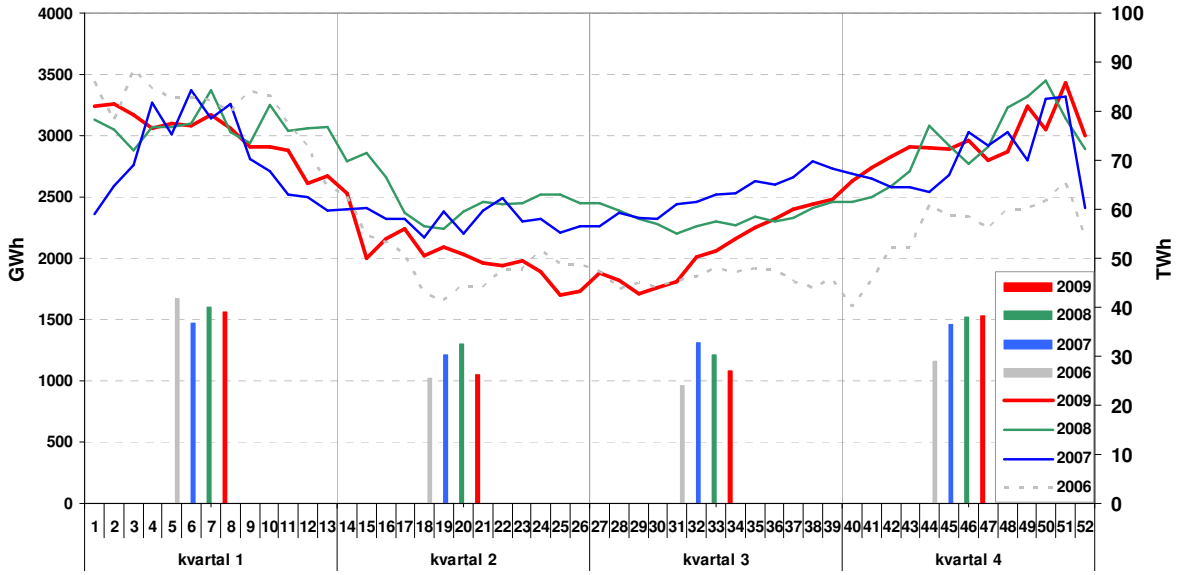
Figur 2.1 Nyttbart tilsig for 4. kvartal 1931 - 2009. Kilde: NVE og Nord Pool.



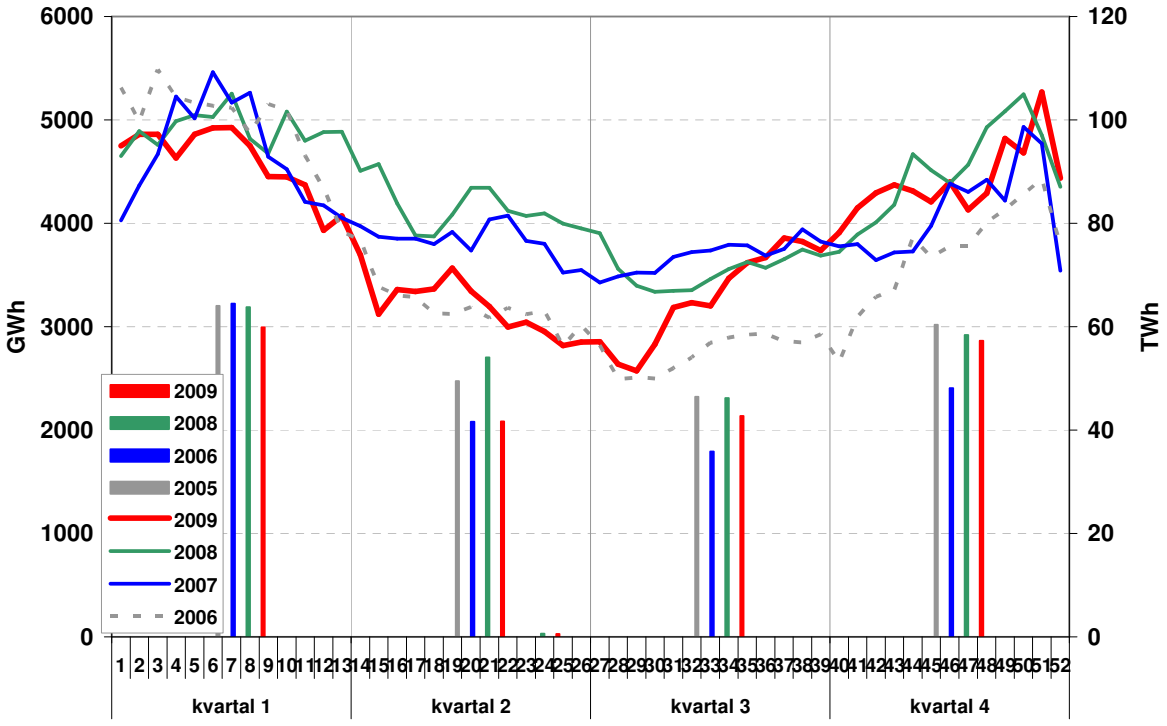
Figur 2.2 Årlig nyttbart tilsig, 1931-2009. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool Spot



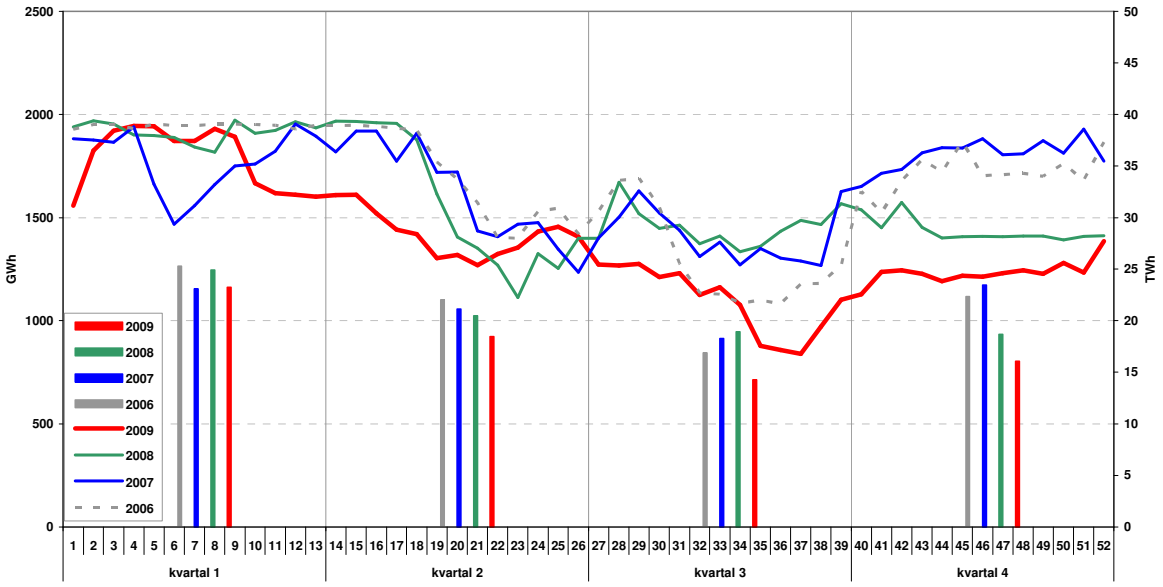
Figur 2.3 Norsk vannkraftproduksjon, 2006 – 2009, GWh/uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



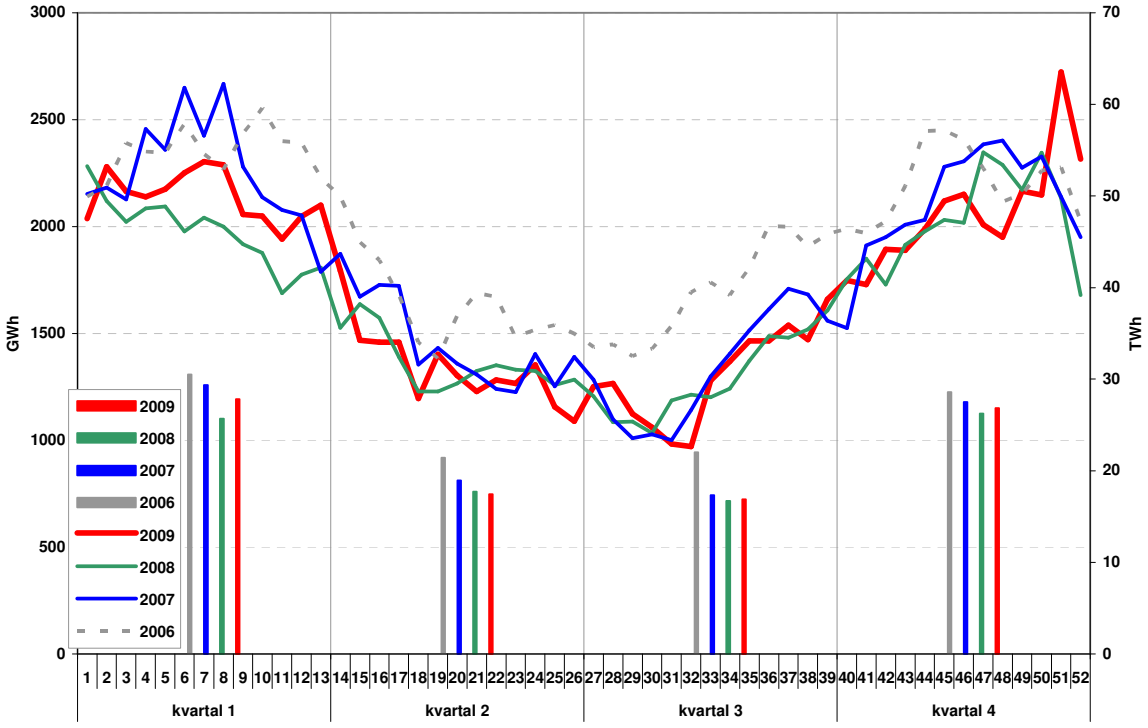
Figur 2.4 Nordisk vannkraftproduksjon, 2006 – 2009, GWh/uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



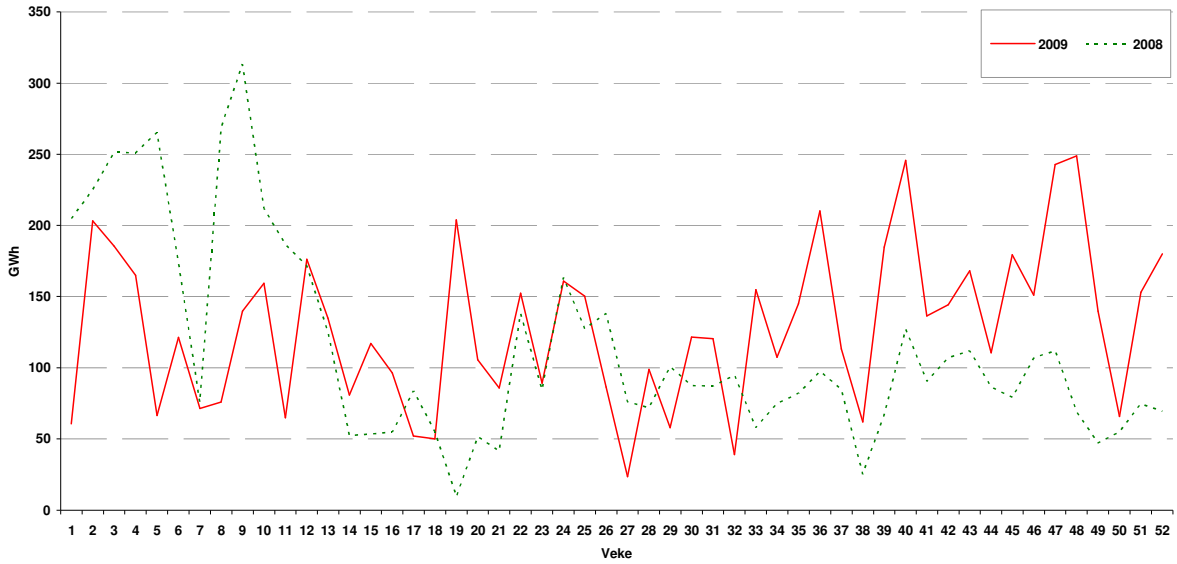
Figur 2.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2006 – 2009, GWh/uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



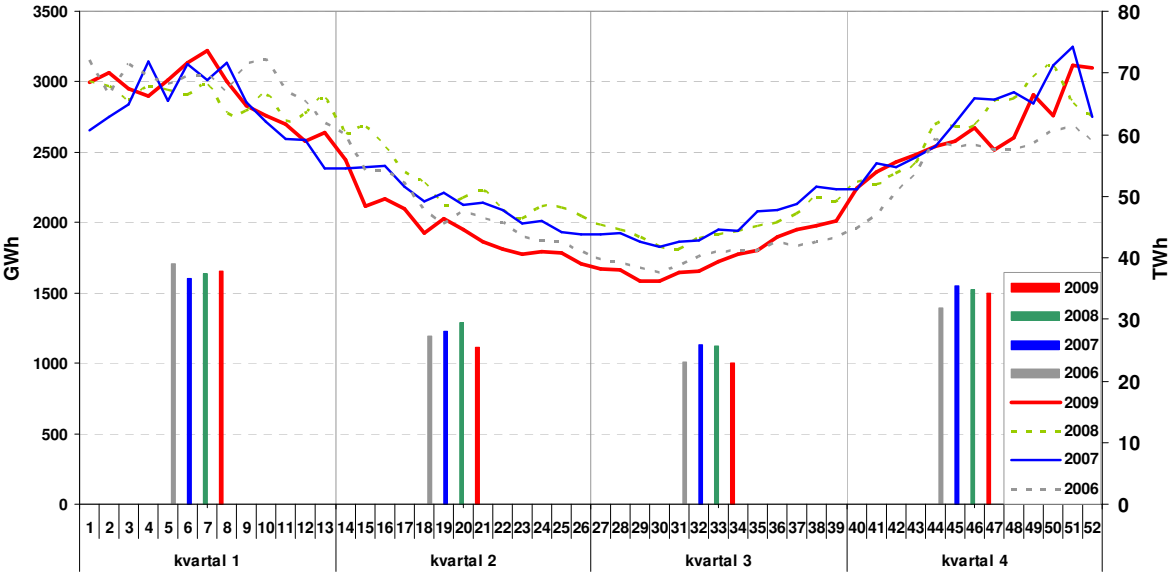
Figur 2.6 Øvrig nordisk kraftproduksjon, 2006 – 2009, GWh/uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



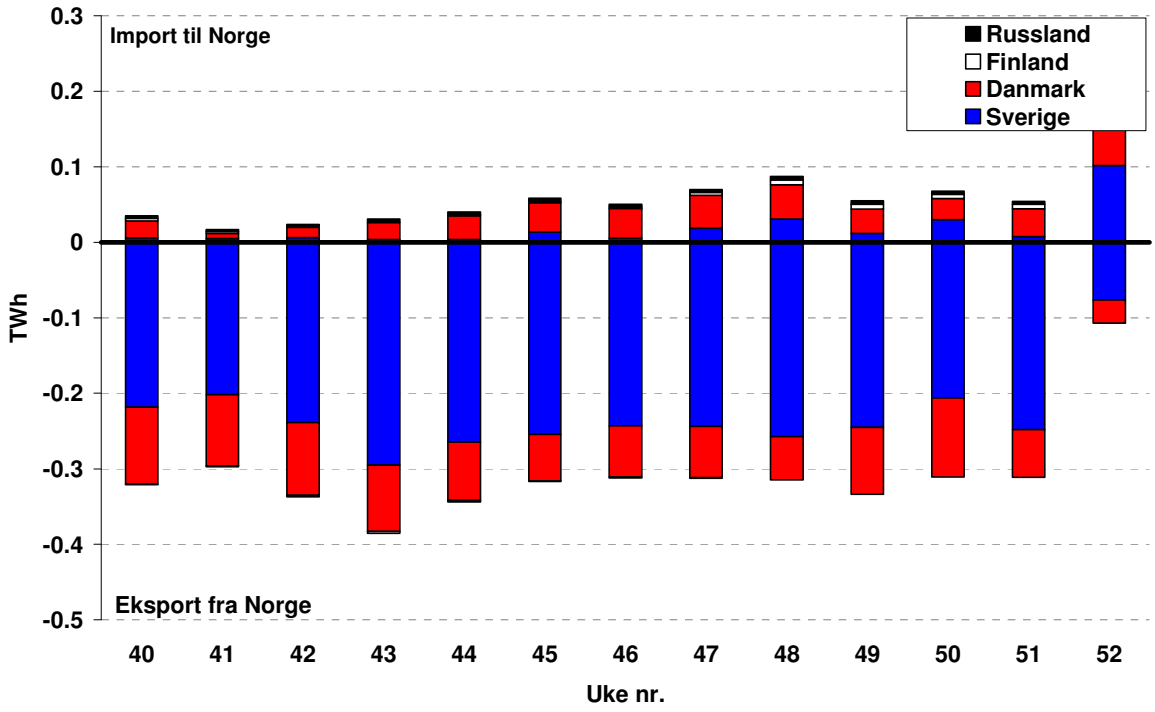
Figur 2.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2008- 2009 GWh/uke. Kilde: Energinet.dk



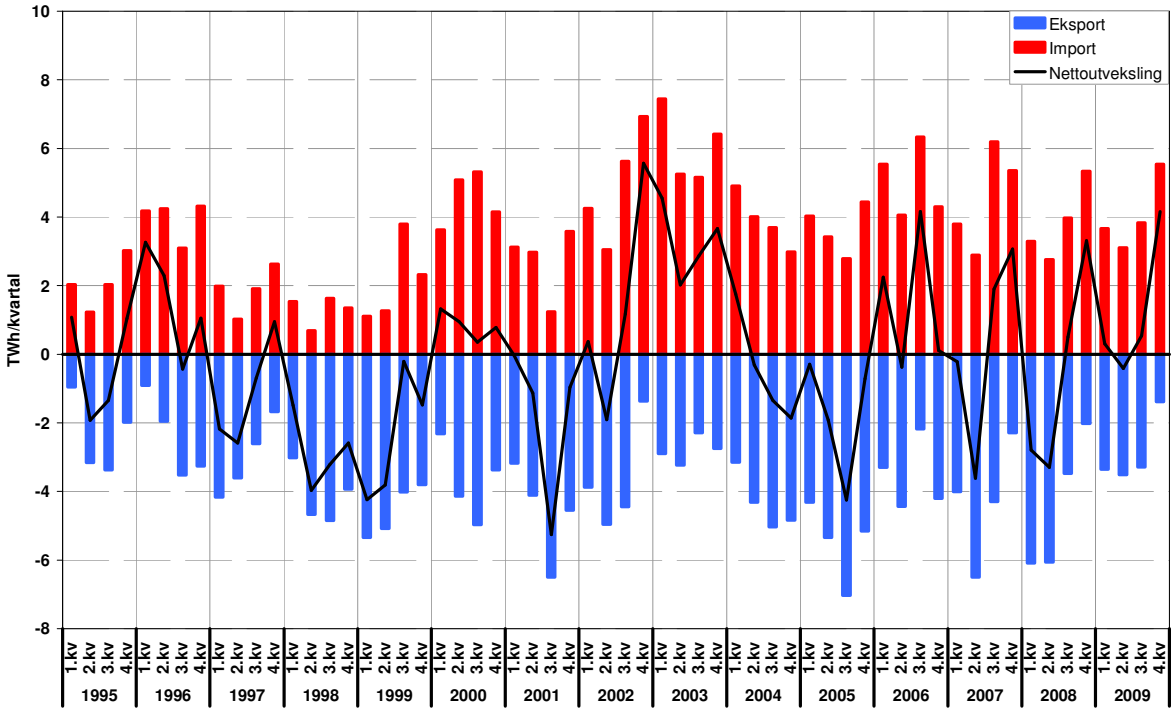
Figur 2.8 Norsk forbruk, 2006 – 2009, GWh/uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



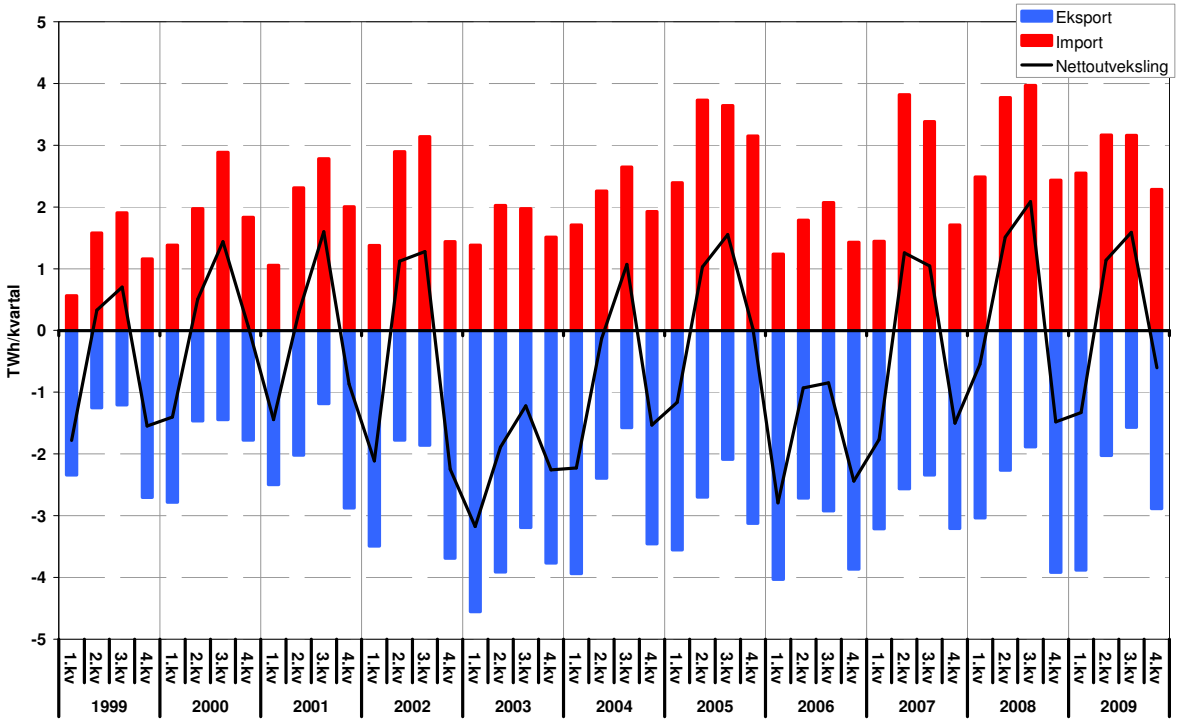
Figur 2.9 Norsk utveksling av kraft i fjerde kvartal. TWh. Kilde: Nord Pool



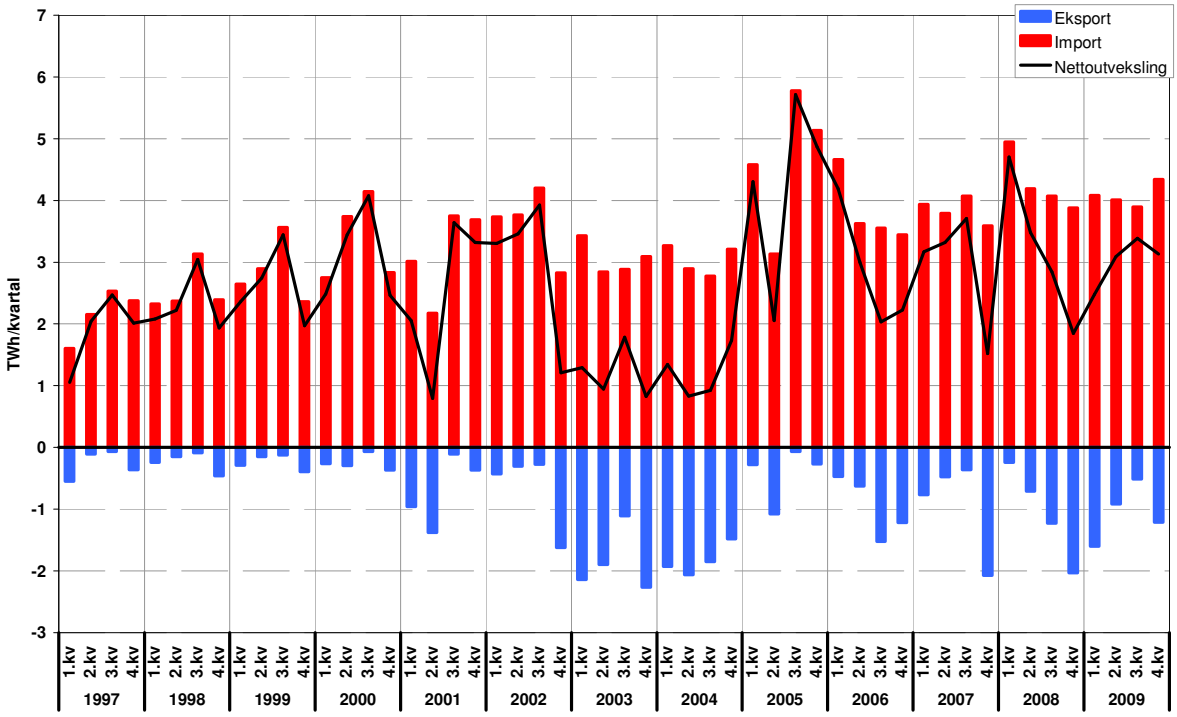
Figur 2.10 Import/eksport Sverige, 1995 - 2009. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.11 Import/eksport Danmark, 1999 – 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.12 Import/eksport Finland, 1997 – 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



3 Electricity demand and temperature

— an empirical methodology for temperature adjustment in Norway

by Tor Arnt Johnsen and Mats Øivind Willumsen

Energy Department
Norwegian Water Resources and Energy Directorate

A large share of the Norwegian electricity demand is dependent on temperatures, as most of the heating devices are dependent on electricity. Consequently, temperature fluctuations are important determinants for residential consumers, the service sector and small manufacturing enterprises' electricity demand. Other physical factors such as day length and wind, and economic factors such as prices and economic growth, may also have an impact on the electricity demand. For some purposes it is expedient to exclude the impact of other factors in order to disclose trends in consumption. The current temperature adjustment model from 1977 is only regarding variations in temperatures as an explanatory variable, hence disregarding other factors such as prices. In this paper we aim at improving on the temperature adjustment model currently in use. We have used an error correction model in order to estimate the impact of temperature on weekly electricity demand.

3.1 Introduction

The Norwegian electricity sector is characterized by the preponderance of hydro generation and the widespread use of electricity for heating purposes. These factors make climate in general very important for Norway's electricity sector. The considerable storage capacity means hydro generators can deal with fluctuations in precipitation levels by storing water in wet periods to generate in dry periods. However, in a typically cold and dry year, electricity demand will be higher and generation lower than in a normal year, leading to higher prices. In a typically warm and wet year, electricity demand will be lower and generation higher than in a normal year, leading to lower prices. The Norwegian market is thus also characterized by price volatility. The ability to store water and market integration with other Nordic and European countries, reduce the price volatility between wet and dry years.

As large quantities of electricity are used for heating purposes, temperature is an important determinant for electricity consumption in Norway. When analyzing changes in the electricity demand over a given period of time it is important to compare temperature adjusted figures. The NVE's (Norwegian Water Resources and Energy Directorate) current methodology for temperature adjustment was established by EFI (now known as Sintef Energy Research) in 1977. Within EFI's model, which now has been used for more than 30 years, only temperature

affects electricity consumption. However, the Norwegian electricity market has undergone dramatic changes in this period, making it necessary to develop a new approach to temperature adjustment.

The electricity market was liberalized in 1991 with unbundling of generation, network and supply activities. In 1997, when the charge for changing supplier was removed, retail competition intensified. The last few years the Norwegian and Nordic electricity markets have become more integrated with the North European markets. Transmission capacities have increased, i.e. the NorNed cable connecting Norway to Netherlands has been in operation since May 2008. Price drivers in the European markets such as fuel and CO_2 prices have become more influential on the Nordic electricity prices.

There may also have been changes on the demand side of the market. Technological development and political instruments implemented with the aim to switch energy consumption for heating purposes from electricity to other energy carriers, may have reduced the impact temperature has on electricity consumption in Norway. Demand side changes over the last decade may make it harder to disclose the impact of temperature on electricity consumption.

With increasing market integration in the future, the impact from price drivers from electricity systems dominated by thermic generation on Norwegian prices, may increase. The level of the future CO_2 price is especially uncertain as it relies on political decisions regarding the quota system. Higher electricity prices may in the long run lead to a less temperature dependent electricity consumption, as consumers may invest in heating devices based on other energy carriers. On the other hand, subsidies to electricity generation from renewable energy sources might work in the opposite direction and increase electricity demand and temperature dependence. Electricity demand from the transport sector may also increase the total electricity demand, but not the impact of temperatures on electricity demand. Several factors may influence on the impact of temperature on ordinary consumers' electricity consumption in Norway in the future.

Prices play an important role as scarcity signal in liberalized electricity markets. High prices signal high value of electricity and give consumers an economic incentive to reduce electricity consumption. Prices to household customers and other small end-users may vary heavily over a few weeks. Henley and Peirson (1998) find that the way temperature affects electricity consumption depends on the price level.

On this background, we have studied the relationship between electricity demand, temperatures and prices in order to improve the methodology for the NVE's temperature adjustment of Norwegian electricity consumption. The aim is to disclose and isolate the impact of temperature on electricity consumption, and not to present a complete electricity market model as such.

We have used an error correction model in order to estimate the impact of temperature on electricity demand. Temperature adjusted consumption data are carried out on a weekly basis. To continue to be able to carry out weekly, temperature adjusted consumption figures, the new modelling have been based on weekly data. Decomposition of data to a weekly basis causes a few problems, both in terms of data accessibility and econometric modelling.

The paper is organized as follows. In section 2, we discuss the theoretical background and develop a model for electricity demand. Data sources and variables are described in section 3, while section 4 contains the estimation results. In section 5, we show how the empirical model can be used for temperature adjustment in practise. Finally, we conclude in section 6.

3.2 Theoretical considerations

3.2.1 Short literature review

Previous studies made by researchers in Statistics Norway, i.e. Bye and Hansen (1989) and Døhl (1998) develop consistent frameworks for energy and electricity demand. Their point of departure is a macro welfare function of the type

$$W = w(M, V(U, T)), \tag{1}$$

where W is welfare, M is other consumption goods than indoor temperature and V is indoor temperature which depends on energy input (U) and outdoor temperature (T). The energy input is produced from electricity (E) and fuel oil (F)

$$U = f(E, F), \tag{2}$$

Assuming separability, the relative electricity to oil demand is given by

$$\frac{E}{F} = g\left(\frac{p^E}{p^F}\right), \tag{3}$$

where p^E and p^F is the electricity and fuel oil price. To this pure theoretical model, Bye and Hansen op cit. add adjustment lags and bias in electricity and oil consumption's reaction to temperature changes. Døhl op cit. includes adjustment lags and a trend variable. Both studies apply monthly consumption data, while the prices of electricity and fuel-oil are annual averages, equal for all months of the year. Døhl op cit. tests whether monthly prices or a complete set of annual data work better. His conclusion is that monthly data where the energy prices are equal for all months, gives the best results.

Based on the experience from periods with high prices, large electricity consumption reductions and increased fuel oil consumption, it is hard to believe in Døhl's results.

Paul, Myers and Palmer (2009) uses a partial adjustment model to identify the factors that influence electricity demand in the U.S.A. Temperature is implemented both as heating and cooling degree days, both contemporaneous and as 12-month lags in order to capture the short-run utilization choices and the long-run capital choices made in response to temperature. The model includes equations for each customer class (residential, commercials and industrial) and nine geographic areas. As electricity prices were largely determined by regulation in the time period the analysis is based on, they assume that prices are exogenous. In the Nordic market, the

electricity price and demand are determined simultaneously. The electricity price cannot be assumed to be an exogenous variable in the demand function.

3.2.2 A simplified approach

Our purpose is to estimate the *impact of temperature on ordinary consumers' (total consumption less power intensive industry and boilers) weekly electricity demand.* The temperature dependence we reveal will be used to calculate demand given normal temperatures or temperature adjusted figures for the weekly electricity consumption. Temperature adjustment of a week's consumption is normally done the first Wednesday after the actual week. Thus, we have to develop a simple model which can be applied no later than three days after the end of the week under consideration.

The purpose of our study and the data situation prevent us from analyzing the electricity demand within a complete and sophisticated model as outlined above. At the weekly level, data availability is more limited than at the monthly, quarterly or annual basis. For instance, consumption of other energy goods as fuel oils, firewood, gas etc. are hardly available even at the annual level since these goods may be stored by the end-user over considerably long periods of time.

Ordinary consumers are households, the service sector (private and public services) and small manufacturing enterprises. Actually, the consumption category we analyze is total consumption less electric boilers and power intensive industries (metal manufacturing). Thus, our model is neither for households nor for industries but should fit for an aggregate of both groups.

A common specification is to formulate the energy aggregate as a Constant Elasticity of Substitution function. If so, we end up with natural logarithms at both sides of equation (3) above. Thus, since fuel-oil consumption is unknown within a weekly framework, we reformulate (3) to

$$(4) \qquad \ln(E) = \alpha + \beta \ln\left(\frac{p^E}{p^F}\right) + \ln(F),$$

where ln( ) is the natural logarithm operator. In addition to the variables in (4), we add several variables and arrive at the general expression for the weekly electricity demand

$$(5) \qquad E = f(P^E, P^F, Y, T, W, DL, H),$$

where

E	=	electricity demand
P^E	=	electricity price
P^F	=	price of alternative fuels
Y	=	activity level indicator
T	=	temperature or heating degree days (HDD)
W	=	wind speed
DL	=	day length
H	=	holiday dummies

It is recognized that electricity demand may depend on the price level of electricity and alternative fuels. We apply the price of fuel oil as an indicator for the price of alternative fuels.

We do not include a trend variable in our model. Instead, we use the retail trade index as an indicator of the economic activity level. However, political instruments have been implemented in recent years to reduce the need for electricity to heating purposes. As i.e. more consumers invest in heat pumps, there may be a negative trend in the electricity demand. Technological development may pull demand both ways, as the demand for electricity per unit decreases, but growth leads to increasing demand.

Temperature is implemented as heating degree days (HDD). HDD is defined as the number of degrees below a critical degree where consumers' demand for heating starts. If the critical value is set to 16°C, and the actual temperature is -5°C, then the number of HDD is 21. The number of HDD cannot be negative in this model. The demand for heating increases with the number of HDD. We assume that there is no need for cooling in Norway.

Wind speed is included based on an assumption that the need for heating increases with wind speed. Day length is included as the need for electricity to lighting increases as the day length shortens. The holiday dummies are included to take into account holidays during summer, Easter, May, Christmas and New Year.

As mentioned, the electricity price and demand in the Nordic market are determined simultaneously. The electricity price cannot be assumed to be an exogenous variable in the demand function. We therefore apply an expression for the weekly electricity price

(6) $P^E = f(E, Z, P^G, P^C, P^{CO2}, C),$

where

Z	= deviation between actual and normal hydrological storage (water and snow)
P^G	= price of gas
P^C	= price of coal
P^{CO2}	= price of CO_2 emissions
C	= electricity price change dummies

Due to the dominance of hydro power in the Norwegian power sector, hydrological conditions will often have an impact on the electricity price. Precipitation, inflow, the level of the reservoirs and snow may influence the price. We have included a variable for the deviation between the actual and the normal hydrological storage of both water and snow. That is the deviation between actual and normal reservoir levels in both Norway and Sweden, the deviation between actual and normal snow level, and precipitation forecasts. The inflow level itself is not included, but is highly correlated with changes in reservoir levels.

Price drivers in the European markets such as the price of gas, coal and CO_2 emissions are included to take into account the influence they have on the Norwegian electricity price.

As the aim of the analysis is to find the impact of temperature on demand, we have taken the liberty to include a few dummies on the supply side. That is for weeks where the electricity price increased or decreased more than 40 NOK/MWh, and for two specific weeks during the summer of 2007 where the price change was even bigger.

Another variable that could have been included is transmission capacities to surrounding market areas. It is however hard to model the effect of the available transmission capacity on the price, as that depends on the relative prices in the actual Norwegian market area and the connected market area. Reduced transmission capacity may lead to lower prices in Southern Norway when resources are abundant and demand low, as happened in the summer of 2008, but then again may lead to higher prices in Southern Norway in a cold and dry period. Huge changes in price from one week to another, as described above, may be due to changes in transmission capacities.

3.2.3 Functional form and econometric specification

In order to find a proper method for estimating the impact of temperature on ordinary consumers' electricity consumption, we have carried out an error correction model.

An error correction model (ECM) is a dynamic model in which "the movement of the variables in any period is related to the previous period's gap from long-run equilibrium" (Econterms.com). The ECM has the ability to capture both long and short-term dynamics. It is mostly used to model cointegrated processes, and is considered inappropriate for stationary data. However, Keele and De Boef (2004) argue that ECM could also be appropriate for stationary data. We find the Norwegian consumption data series to be a near integrated time series or nearly non-stationary.

On this model specification, the change in the natural logarithm of weekly consumption is the dependent variable. At the outset we included up to five lags in the Δ-terms and the sixth lag for the level terms. Thus, the demand equation has the form

$$
\begin{aligned}
(7)\ \Delta \ln E_t = a &+ \sum_{j=1}^{5} b_j \Delta \ln E_{t-j} + b_6 \ln E_{t-6} + \sum_{j=1}^{5} c_j \Delta \ln P_{t-j}^{E} + c_6 \ln P_{t-6}^{E} + \\
&\sum_{j=1}^{5} d_j \Delta \ln P_{t-j}^{F} + d_6 \ln P_{t-6}^{F} + \sum_{j=1}^{5} e_j \Delta \ln Y_{t-j} + e_6 \ln Y_{t-6} + \\
&\sum_{j=1}^{5} f_j \Delta HDD_{t-j} + f_6 HDD_{t-6} + \sum_{j=1}^{5} g_j \Delta \ln W_{t-j} + g_6 \ln W_{t-6} + \\
&\sum_{j=1}^{5} h_j \Delta \ln DL_{t-j} + h_6 \ln DL_{t-6} + \textit{holiday dummies} + \textit{error term,}
\end{aligned}
$$

where the error term is assumed to behave as white noise. This assumption could, however, cause a problem as unobservable variables that cannot be assumed to behave as white noise can be significant when using weekly data. 19 individual holiday dummies are tested. The only

variable expressed in levels is the HDD, as the temperature elasticity is assumed to fluctuate with the temperature level.

The price equation has the form

$$(8)\ \Delta \ln P^{E}_{t} = a + \sum_{j=1}^{5} b_j \Delta \ln P^{E}_{t-j} + b_6 \ln P^{E}_{t-6} + \sum_{j=1}^{5} c_j \Delta \ln E_{t-j} + c_6 \ln E_{t-6} +$$

$$\sum_{j=1}^{5} d_j \Delta Z_{t-j} + d_6 Z_{t-6} + \sum_{j=1}^{5} e_j \Delta \ln P^{G}_{t-j} + e_6 \ln P^{G}_{t-6} +$$

$$\sum_{j=1}^{5} f_j \Delta \ln P^{C}_{t-j} + f_6 \ln P^{C}_{t-6} + \sum_{j=1}^{5} g_j \Delta \ln P^{CO2}_{t-j} + g_6 \ln P^{CO2}_{t-6} +$$

price change dummies + error term,

again where the error term is assumed to behave as white noise. Four price change dummies are included. Z is the only variable expressed in levels.

The regression is estimated by Full Information Maximum Likelihood method (FIML).

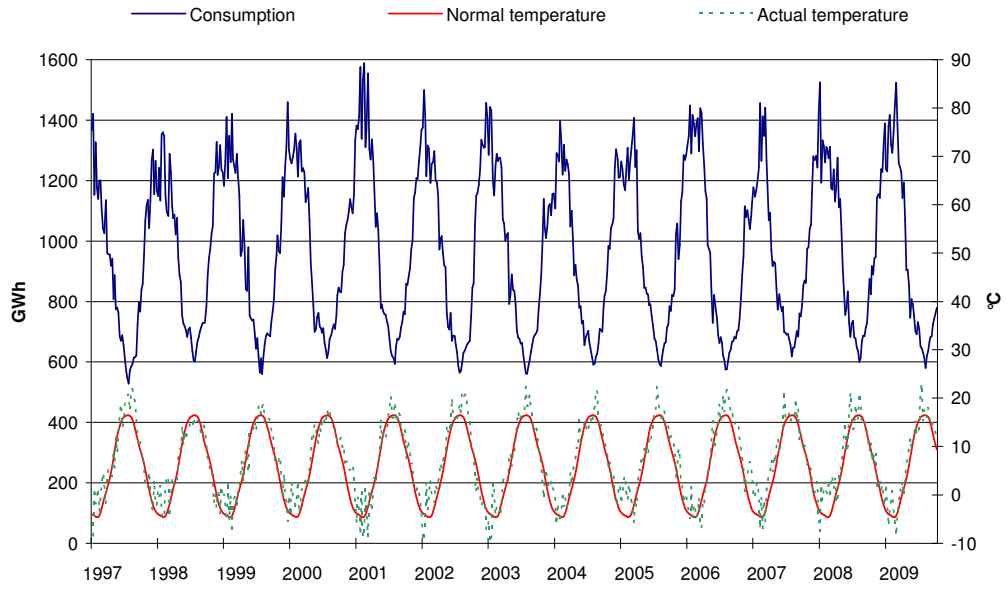
3.3 Data

We have collected weekly data for the period from week 1 in 1997 to week 39 in 2009. Weekly electricity consumption is published by Nord Pool for four regions. In the rest of the paper, we focus on the largest region – region 1 – which is south-eastern Norway including the Oslo area. Results for the other three regions are included in the appendix.

Weekly consumption data are collected from Nord Pool. These data include ordinary consumption which is total consumption less power intensive industries and electric boilers. Ordinary consumption constitutes around two thirds of the total consumption. This is not only electricity consumption for heating purposes, but includes consumption for lighting purposes and electronic devices etc. Such consumption should not be temperature adjusted. The inability to identify electricity consumption for heating purposes only, may cause a problem when estimating the impact of temperature on consumption.

Temperatures and wind data are collected from the Norwegian Meteorological Institute. Temperatures and wind data for region 1 are based on data collected at Blindern, Oslo. The critical temperature value is set to 16 °C.

Figure 3.3.1 Consumption and temperature in region 1, 1997:1 to 2009:39

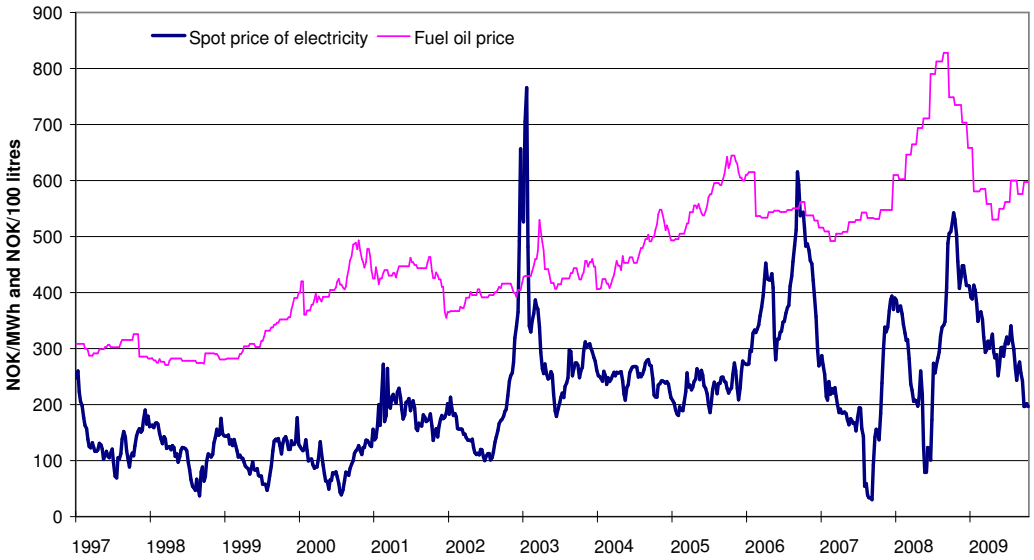


The period 1997-2009 had in average higher temperatures than normal, but the winters 2000/2001 and 2002/2003 had some really cold weeks. The consumption data does not show any clear growth pattern.

Electricity prices are weekly average elspot prices collected from Nord Pool.

We use the fuel oil price as an indicator for the price of alternative fuels. Fuel oil price data are monthly data collected from the Norwegian Petroleum Institute.

Figure 3.3.2 Spot price of electricity and the fuel oil price, 1997:1 to 2009:39



The years 1997 to 1999 were relatively normal hydrologically, while 2000 was all-time wet with an annual generation of 143 TWh. At the time the normal generation was 118 TWh. The

autumn 2002 was all-time dry and prices peaked around Christmas 2002. Since then, precipitation has fluctuated, and prices have generally been higher than in the 90's.

The fuel oil price varies less than the spot electricity price, but was hit by the economic crisis at the end of 2008.

The retail trade index data are collected from Statistics Norway. From 1997 to 2008 the index is based on the turnover index for all retail trade, where only motor vehicles and petrol were excluded. From the beginning of 2009 Statistics Norway changed their indexes. The new index that is closest to the old turnover index is a new turnover index, where only fuel for motor vehicles is excluded. The turnover index is published on a monthly basis with one months lag. The retail trade index is calculated as the average of the past 12 months of available data.

Figure 3.3.3 The retail trade index, 1997:1 to 2009:39

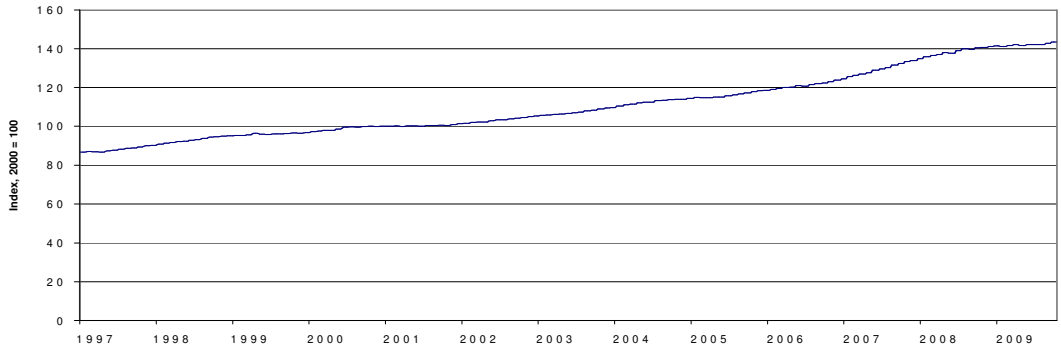
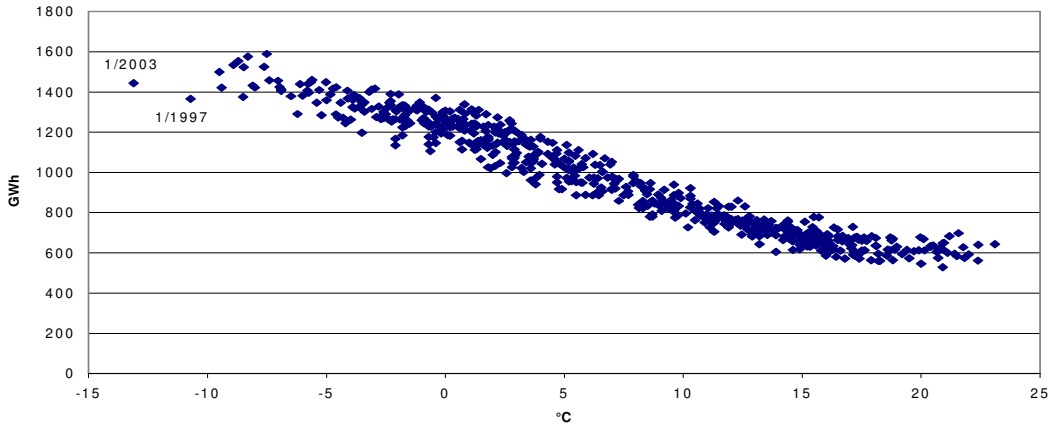


Figure 3.3.4 shows a cross-plot between temperature and consumption. For high temperatures consumption seems to be rather unaffected by temperature. We see the same pattern for very low temperatures, and the two weeks with lowest temperature have remarkable low consumption. However, these weeks are holiday weeks around New Year.

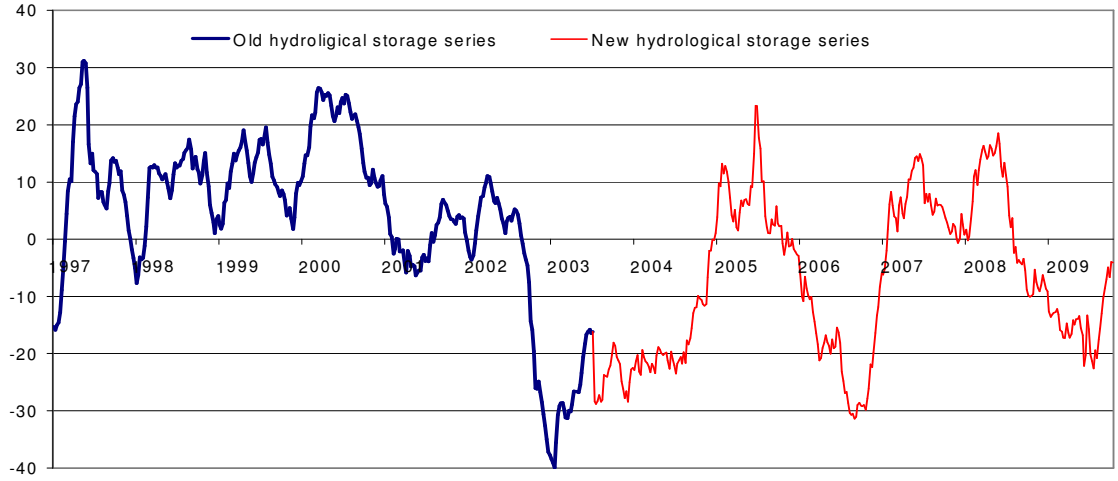
Figure3.3.4 Temperature and consumption – a cross-plot, °C and GWh



The hydrological storage data from 1997 to week 26 in 2003 are based on extended data from Johnsen and Lindh (2001). Hydrological storage data from week 27 in 2003 and onwards are

based on reservoir level data from the NVE and Swedenergy, and snow level data and precipitation forecasts from the NVE. None of these series could be constructed for the whole time period. We deal with this data problem by applying two hydrological storage variables, one for each series. It is likely that the estimate for the old storage variable will have a higher absolute value than the new one, as market integration may have reduced the hydrological storage's influence on the electricity price.

Figure 3.3.5 Actual hydrological storage, deviation from normal hydrological storage, TWh



Coal prices are collected from McCluskey Coal. Prices from 1997 to March 2000 were calculated monthly, from April 2000 and onwards the prices are calculated on a weekly basis. Gas prices are weekly average day ahead NBP prices. Prices on CO2 emissions are weekly average closing prices collected from Nord Pool after the introduction of the quota system in 2005.

3.4 Estimation results

We have estimated the two models sketched above. Our data period runs from 1997:1 to 2008:52, while the period 2009:1 to 2009:39 is reserved for post sample examination of the model. All estimations are made in PcGive, see Hendry and Doornik (2001). In table 3.4.1, we show the final, estimated parameters, their standard errors and t-values, of the ECM. Finally the estimated standard deviations and R^2 are given.

Through the simplifying estimation process, we ended up with a model formulation similar to equation (7) and (8) with different lags for the regressors. Not all Δ-terms turned out to be significant. No gas price variables are significant.

Table 3.4.1 Estimation results from the ECM. Region 1 – Southeastern Norway. Weekly data, sample 1997:7 to 2008:52.

Model	(7) and (8)		
Estimation method	FIML		
Dependent variables	$\Delta\ln(E_t)$ and $\Delta\ln(P^E_t)$		
Demand equation			
Variable	Coefficient	Standard error	t-value
Constant	2.353	0.173	13.6
$\ln(E_{t-3})$	-0.341	0.025	-13.7
$\Delta\ln(E_{t-1})$	-0.503	0.036	-13.8
$\Delta\ln(E_{t-2})$	-0.426	0.035	-12.2
$\ln(P^E_{t-4})$	-0.014	0.003	-5.2
$\Delta\ln(P^E_t)$	-0.021	0.012	-1.7
$\ln(P^F_{t-5})$	0.026	0.010	2.7
$\ln(Y_{t-5})$	0.021	0.019	1.2
HDD_{t-3}	0.012	0.001	11.4
ΔHDD_t	0.021	0.000	43.8
ΔHDD_{t-1}	0.017	0.001	18.2
ΔHDD_{t-2}	0.014	0.001	13.3
$\ln(W_{t-2})$	0.013	0.006	2.0
$\Delta\ln(W_t)$	0.020	0.004	5.7
$\Delta\ln(W_{t-1})$	0.020	0.005	4.1
$\ln(DL_{t-1})$	-0.048	0.007	-6.5
$\Delta\ln(DL_t)$	-0.147	0.036	-4.1
+ 14 holiday dummies			
Standard deviation	0.024		
R^2	0.889		
Price equation			
Constant	0.187	0.065	2.9
$\ln(P^E_{t-1})$	-0.038	0.013	-3.0
$\Delta\ln(E_t)$	0.528	0.054	9.8
Z^{Old}_{t-1}	-0.001	0.000	-1.8
ΔZ^{Old}_t	-0.014	0.002	-6.0
Z^{New}_{t-1}	-0.001	0.000	-2.2
ΔZ^{New}_t	-0.008	0.002	-3.9
$\Delta\ln(P^C_{t-4})$	0.286	0.126	2.3
$\ln(P^{C02}_{t-4})$	0.005	0.002	2.3
+ 4 price change dummies			
Standard deviation	0.087		
R^2	0.600		

The activity level indicator and the fuel oil price variables are included with five lags. However, the activity level indicator variable is not significant. This is due to the fact that the activity level indicator is strongly correlated (0.91) with the fuel oil price for the period we are looking

at. The activity level indicator variable turns out to be significant if we leave out the fuel oil price variable,

The sign of the activity level coefficient is positive, but low, and indicates that an increase in the activity level will lead to an increase in the electricity demand by only a little. The activity level elasticity of the demand is 0.063 (see section 4.1), implying that a 1 percent increase in the activity level only will lead to an increase in the electricity demand by only 0.063 percent. We would expect the impact of economic growth to be more important. As discussed in section 1, the low impact may imply a negative underlying trend due to technological development and political instruments, almost equalizing the growth effect. In the long run, the model may miss out on a larger growth effect if the potentials for energy efficiency and switching to heating from other energy carriers have been fulfilled.

We have chosen to include the activity level indicator variable despite its low t-value, as the sign of the coefficient is intuitively correct and we expect the activity level to affect the electricity demand in the future to some degree at least.

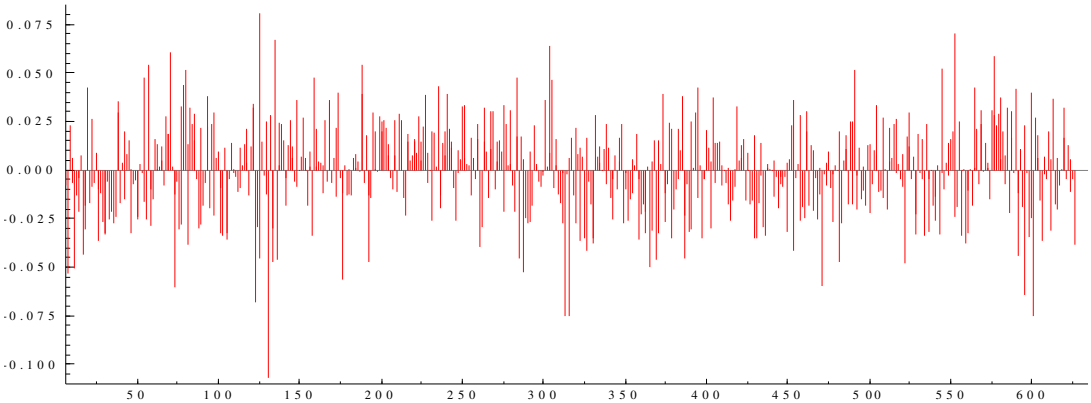
The endogenous price variable is also included in the demand equation despite its' low t-value, to take into account the simultaneous determination of the spot price and electricity demand.

The hydrological storage variables are divided into old and new variables, due to the data issue discussed above.

The R^2 statistic of the demand equation indicates a good fit. The R^2 of the price equation is somewhat lower, but still satisfactory as the price equation is not important in itself here.

Tests calculated by PCGive indicate autocorrelation problems; the model's residual in period t seem to be strongly correlated with residuals in previous periods. If autocorrelation exists, the estimators are still unbiased, but the variances, and consequently the standard errors and t-values, of the parameter estimates are affected. Figure 3.4.1 shows the residual for all periods. There definitely seems to be some autocorrelations. However, we find no seasonal pattern of autocorrelation at the weekly level.

Figure 3.4.1 Residuals from equation (7)



3.4.1 Economic interpretation and elasticities

The variables of the two equations of the ECM have mathematical signs that appear to be reasonable.

The lagged endogenous variables' coefficients of the demand equation are all negative. This means that if the consumption level in period t-3 was higher than the equilibrium level, we expect consumption to decrease from period t-1 to period t, ceteris paribus. And if the consumption increased in period t-1, we expect consumption to decrease in period t. This is due to the equilibrium properties of the ECM.

The sign of the price variables' coefficients are also negative. This is probably more intuitive. A high price has a negative effect on consumption. The signs of the other demand equation variables' coefficients also seem appropriate.

Three lags for the HDD variable indicate that temperatures affect consumption up to three weeks. Consumption tends to increase with low temperatures a few weeks in a row.

As for the price equation, the coefficient of the electricity price variable is negative. If the price was particularly higher than the equilibrium level in period t-1, ceteris paribus, we expect the price to decrease towards the equilibrium level in period t.

The consumption level itself turned out not to be significant, but the consumption change from period t-1 to period t has a positive impact on the price, as expected.

The hydrological storage variables' coefficients are negative. A storage level below normal will, ceteris paribus, lead to a price level above normal. Therefore, negative change in the storage level, will lead to a positive price change. The signs of the coal and CO_2 emission price variables are both positive.

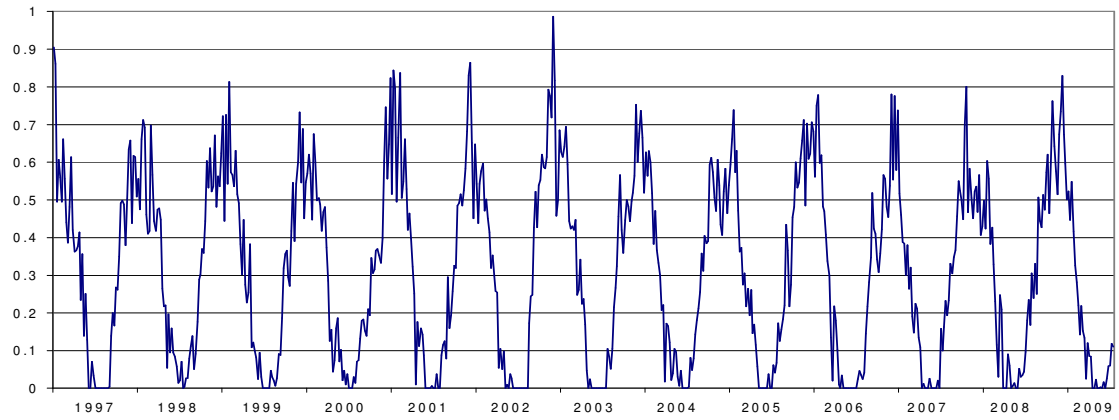
Our estimated model contains a lot of short run dynamics, which will disappear in the longer run. In table 3.4.2, we have calculated each models long-run solution. For all the explanatory variables on ln-form the figures in table 3.4.2 indicate elasticities. The only variable expressed in levels is the temperature (or heating degree days). Thus, the temperature elasticity fluctuates with the temperature.

Table 3.4.2 Long-run solution of the model. Dependent variable $\ln(E_t)$.

Variable	
$\ln(P^E_{t-4})$	-0.041
$\ln(P^F_{t-4})$	0.076
$\ln(Y_{t-5})$	0.063
HDD_{t-3}	0.034
$\ln(W_{t-2})$	0.037
$\ln(DL_{t-1})$	-0.141

Figure 3.4.3 shows that the temperature elasticity varies from zero in the summer and towards 1 in the winter.

Figure 3.4.3 Estimated temperature elasticity, ECM model, 1997:1 to 2009:39



3.4.2 Dynamic simulation and post sample ability of the models

The model has lagged endogenous variables and dynamic simulation is required in order to test the model's ability to track actual consumption figures. Dynamic simulation means using the models calculated value for the endogenous variable as input for the lagged endogenous variables in the next period. Thus, a dynamic simulation does only use one (the first) actual observation of the consumption. For the rest of the simulation period, values calculated in the model are used as input.

Static simulation means we always simulate on the basis of observed values of the lagged endogenous variables. We also report a static simulation for the model. Simulation outcomes are in table 3.4.3.

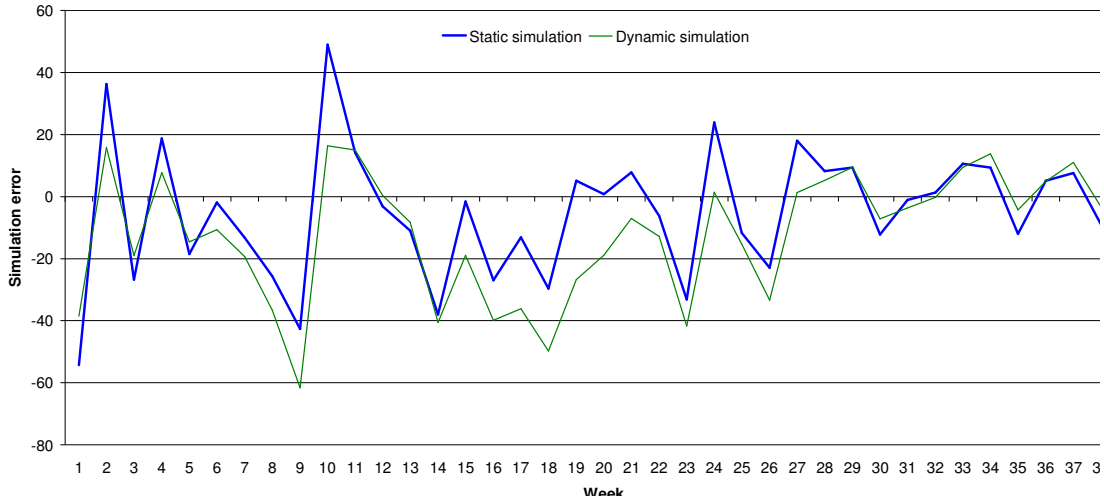
Table 3.4.3 Sum of squared errors from simulation of the two methods

	(7) static	(7) dynamic
In sample (1997:7 to 2008:52)	348 175	657 387
Post sample (2009:1 to 2009:39)	17 867	20 945

On average the static simulation has an error in absolute value of 17.8 GWh for the in sample period, and 16.4 GWh for the post sample period. The average dynamic simulation error is, as one would expect, slightly worse, with 25.1 GWh for the in sample period and 17.5 GWh for the post sample period. Thus, in both the in sample period and the post sample period, the static simulation has the lowest sum of squares.

Figure 3.4.4 shows the errors from the post sample simulation.

Figure 3.4.4 Errors from post sample simulation



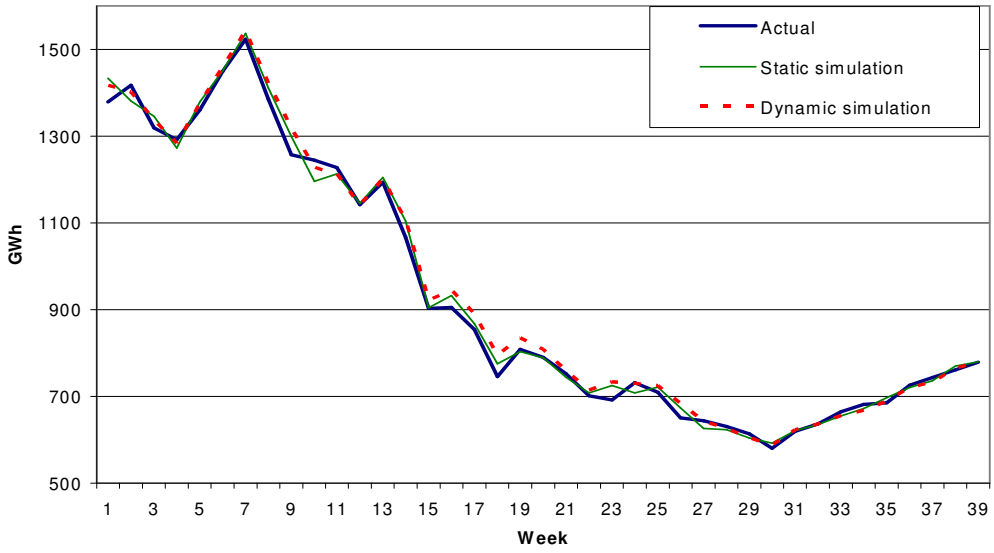
The static and dynamic simulations fluctuate around zero. As the consumption during winter weeks is larger than in summer weeks, the errors are largest in the beginning of the post sample period.

None of the methods are flawless. That is in itself not a problem, as long as the target is not to simulate the market perfectly, but to find the correct impact of temperature on electricity demand in order to determine the normal temperature electricity demand in a certain week.

3.5 Application of the model – temperature adjustment

With actual temperature input, our model does not fit observed data perfectly throughout the estimation period or in the post sample period. We have to decide how to handle these prediction errors before we apply the model to calculate temperature adjusted consumption figures. Figure 3.5.1shows the fit of our model throughout the post sample period.

Figure 3.5.1 Actual and simulated consumption, 2009:1 to 2009:37



In the static simulation, we apply actual consumption figures for the lagged endogenous variable, while the previously simulated values are used in the dynamic simulation. We see that both simulations fail to reproduce actual values in the post sample period.

There are (at least) two ways of calculating temperature adjusted figures. Alternative A is a static, one-period adjustment mechanism, while alternative B is a dynamic, multi-period adjustment process.

Alternative A

We construct temperature adjusted consumption figures for week t in the following way:

1. Carry out a static simulation for week t with actual values for all explanatory variables as input and determine simulated consumption z_t.
2. Calculate the prediction error (d_t) as $d_t=y_t-z_t$, where y_t is actual consumption.
3. Carry out a new static simulation where actual temperatures are replaced with normal temperatures and denote simulated consumption v_t.
4. Calculate temperature adjusted consumption (w_t) as $w_t=v_t+d_t$.

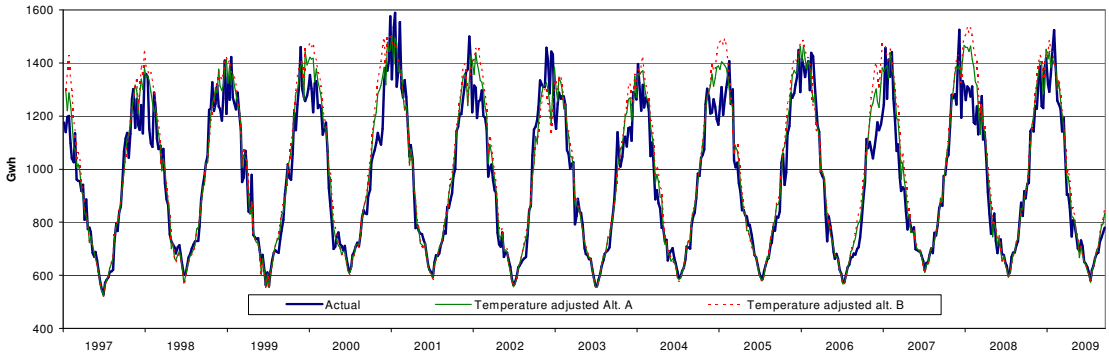
Alternative B

We construct temperature adjusted consumption figures for week t in the following way:

1. Carry out a dynamic simulation for week t-k to t where k is for instance 52. Input to the simulation is actual values for all explanatory variables except for the lagged dependent variable which is the simulated value from the previous period. This determines simulated consumption z_t.
2. Calculate the prediction error (d_t) as $d_t=y_t-z_t$, where y_t is actual consumption.
3. Carry out a new dynamic simulation where actual temperatures are replaced by normal temperatures during the period t-k to t and denote the simulated values v_t.
4. Calculate temperature adjusted consumption (w_t) as $w_t=v_t+d_t$.

Actual consumption figures and temperature adjusted time series (alternative A and B) for region 1 are shown in figure 3.5.2.

Figure 3.5.2 Actual and temperature adjusted consumption, 1997:5 to 2009:39



The temperature adjusted consumption figures develop somewhat more smoothly throughout the period than actual figures. Alternative B results in the smoothest time series. This is due to the strong temperature dependency, lagged endogenous variable and delays in the adjustment to changes in the explanatory variables. The adjusted figures from alternative B reflect consumption given normal temperatures in all previous weeks.

3.5.1 Comparison with existing temperature adjustment

The existing method includes only contemporaneous variables and the adjusted figure does not depend on previous week's consumption level at all.

Figure 3.5.2 illustrates how the existing and alternative temperature adjustment methods work with respect to the deviation between actual and adjusted figure since 2003. A positive number indicates that the temperature adjusted consumption is higher than the actual consumption.

As temperatures have been higher than normal for most weeks since 2003, the temperature adjustment is positive for most weeks. On average from 2003 to 2009, the temperature adjustment in the existing model is larger than alternative A in the new model for most weeks. The main reason is that the new model is less temperature sensitive than the existing model. The new explanatory variables included in the model explain some of the variation in consumption. In the existing model, this variation is only explained by temperature fluctuations. However, the temperature adjustment of alternative B is larger than the existing model for many weeks.

Figure 3.5.2Temperature adjustment per week with alternative A and B and the existing method, 2003:1 to 2009:39,GWh

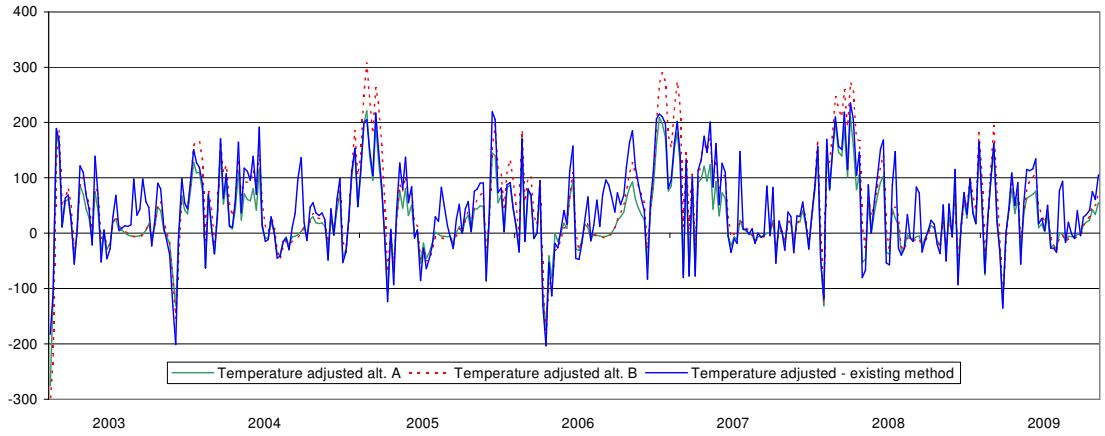
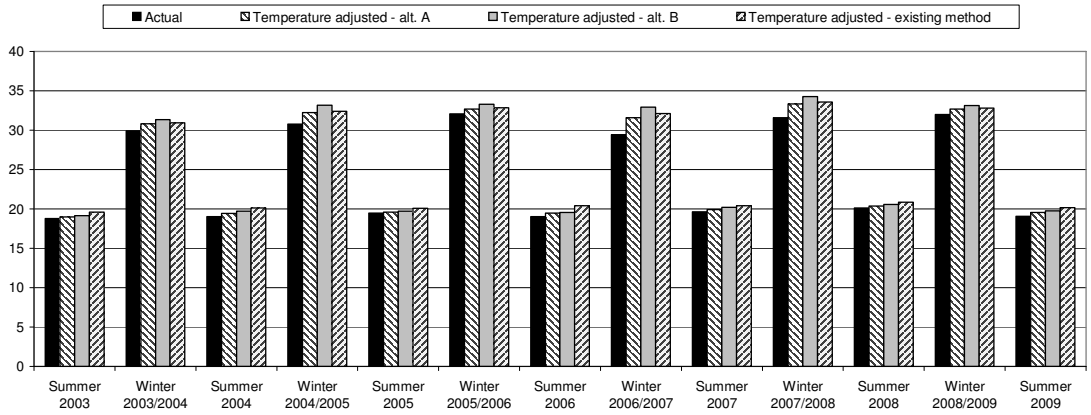


Figure 3.5.2 shows the temperature adjusted consumption on a seasonal scale from summer 2003 to summer 2009.

Figure 3.5.2 Actual and temperature adjusted consumption in region 1 by season 2003-2009, TWh



The temperature adjusted consumption of both alternative A and B are smaller than the consumption in the existing model during summer periods. The new model is less temperature sensitive in periods with high temperatures and low consumption.

Alternative B gives larger adjustments in winter seasons. This is due to the dynamic nature of the model. The model will strengthen the adjustment in periods with homogenous weather, mild or cold periods, over several weeks.

3.6 Concluding remarks

A large share of the Norwegian electricity demand is dependent on temperatures, as most of the heating devices are dependent on electricity. Consequently, temperature fluctuations are important determinants for residential consumers, the service sector and small manufacturing enterprises' electricity demand. Other physical factors such as day length and wind, and

economic factors such as prices and economic growth, may also have an impact on the electricity demand. For some purposes it is expedient to exclude the impact of other factors in order to disclose trends in consumption. The current temperature adjustment model from 1977 is only regarding variations in temperatures as an explanatory variable, hence disregarding other factors such as prices.

In this paper we aim at improving on the temperature adjustment model currently in use. We have used a simultaneous error correction model in order to estimate impact of temperature on ordinary consumers' weekly electricity demand. Being a simultaneous model, it takes into account the simultaneous determination of electricity demand and price.

The model has an adequate fit, tracking the actual consumption both in the in sample period and in the post sample period. The model seems to have statistical problems related to autocorrelation. The estimators are still unbiased, but the variances, and consequently the standard errors and t-values, of the parameter estimates are affected.

We propose the model as an alternative to the existing temperature adjustment method. However, the new model may be used in different ways when it comes to simulation and calculation of adjusted figures. We develop two alternatives, A and B, where A is based on static simulation where lagged variables are set equal to actual values. In alternative B we feed in normal temperatures as well for previous periods and the lagged endogenous variable is equal to temperature adjusted figures. We do not conclude with any preference with regard to the choice between alternative A or B. As the two alternatives answer different questions they may both be valuable temperature adjustment methods.

3.7 References

Anxo, D. and T. Sterner (1994): "*Using electricity data to measure capital utilization*". Energy Economics 1994 16 (1) pp. 63-74.

Bye, T. and M. I. Hansen (1989): "*En økonomisk modell for temperaturkorrigering av energibruk*". Interne notater 89/30. Statistics Norway.

Døhl, Ø. (1998): "*Temperaturkorrigering av energiforbruket. En empirisk analyse*". Notater 98/81, Statistics Norway.

Hendry, D. F. and J. A. Doornik (2001): "*Empirical econometric modeling using PcGive*". Vol 1. Timberlake Consultants Ltd., London, UK.

Henley, A. and J. Peirson (1998): "*Residential energy demand and the interaction of price and temperature: British experimental evidence*". Energy Economics 20 (1998), pp. 157-171.

Holstad, M. and D.Q. Pham (2008). "*Sesongjustering av strømforbruket for alminnelig forsyning i månedlig eletrisitetsstatistikk"* Notater 2008/46. Statistics Norway.

Johnsen, T.A. and C. Lindh (2001): Økende knapphet i kraftmarkedet:
Vil prisoppgang påvirke forbruket? Økonomiske analyser 6/2001, Statistisk sentralbyrå. In Norwegian.

Keele, L. and S. De Boef (2004): *"No Just for Cointegration. Error Correction Models with Stationary Data".* Discussion paper. Nuffield College and Oxford University.

Paul, A., E. Myers, and K. Palmer (2009): *"A Partial Adjustment Model of U.S. Electricity Demand by Region, Season and Sector".* Discussion paper 08/50. Resources for the Future

Pettersen, A.E. (1999): "*Temperaturfølsomhet i alminnelig forsyning*". KPK-notat 99-61, Statnett SF, Oslo, Norway.

Tyse, E. (1979): "*Temperaturkorrigering av elforbruket til alminnelig forsyning*". Kontornotat EEM 22/79, NVE, Oslo, Norway.

Aam, S. og A. Johannesen (1977): "*Klimakorrigering av elforbruket, Del II*". Teknisk rapport nr.: TR 2201, EFI, Trondheim, Norway.

3.8 Appendix

Table 3.8.1 Estimation results from the ECM. Region 2 – Southwestern Norway. Weekly data, sample 1997:7 to 2008:52.

Dependent variables	$\Delta\ln(E_t)$ and $\Delta\ln(P^E_t)$		
Demand equation			
Variable	Coefficient	Standard error	t-value
Constant	1.190	0.162	7.3
$\ln(E_{t-3})$	-0.359	0.036	-10
$\Delta\ln(E_{t-1})$	-0.488	0.040	-12.2
$\Delta\ln(E_{t-2})$	-0.407	0.044	-9.3
$\ln(P^E_{t-4})$	-0.021	0.005	-4.0
$\Delta\ln(P^E_t)$	-0.028	0.024	-1.2
$\ln(P^F_{t-5})$	0.049	0.020	2.5
$\ln(Y_{t-5})$	0.195	0.043	4.5
HDD_{t-3}	0.015	0.002	7.6
ΔHDD_t	0.027	0.001	24.2
ΔHDD_{t-1}	0.023	0.002	13.7
ΔHDD_{t-2}	0.017	0.002	8.9
$\ln(W_{t-1})$	0.025	0.010	2.6
$\Delta\ln(W_t)$	0.029	0.008	3.8
$\ln(DL_{t-1})$	-0.076	0.012	-6.1
$\Delta\ln(DL_t)$	-0.152	0.068	-2.3
+ 10 holiday dummies			
Standard deviation	0.051		
R^2	0.667		
Price equation			
Constant	0.168	0.065	2.6
$\ln(P^E_{t-1})$	-0.034	0.013	-2.7
$\Delta\ln(E_t)$	0.301	0.052	5.9
Z^{Old}_{t-1}	-0.001	0.001	-1.6
ΔZ^{Old}_t	-0.017	0.002	-7.3
Z^{New}_{t-1}	-0.001	0.000	-2.3
ΔZ^{New}_t	-0.008	0.002	-4.2
$\Delta\ln(P^C_{t-4})$	0.239	0.128	1.9
$\ln(P^{C02}_{t-4})$	0.004	0.002	2.0
+ 4 price change dummies			
Standard deviation	0.089		
R^2	0.570		

Table 3.8.2 Estimation results from the ECM. Region 3 – Mid Norway. Weekly data, sample 1997:7 to 2008:52.

Dependent variables	$\Delta\ln(E_t)$ and $\Delta\ln(P^E_t)$		
Demand equation			
Variable	Coefficient	Standard error	t-value
Constant	1.428	0.139	10.3
$\ln(E_{t-3})$	-0.230	0.024	-9.4
$\Delta\ln(E_{t-1})$	-0.402	0.038	-10.5
$\Delta\ln(E_{t-2})$	-0.248	0.035	-7.0
$\ln(P^E_{t-4})$	-0.010	0.004	-2.5
$\Delta\ln(P^E_t)$	-0.024	0.019	-1.2
$\ln(P^F_{t-5})$	0.029	0.009	3.5
HDD_{t-3}	0.005	0.001	5.4
ΔHDD_t	0.017	0.001	29.5
ΔHDD_{t-1}	0.011	0.001	12.7
ΔHDD_{t-2}	0.007	0.001	7.2
$\Delta\ln(W_t)$	0.029	0.005	6.1
$\Delta\ln(W_{t-1})$	0.012	0.005	2.5
$\ln(DL_{t-1})$	-0.047	0.006	-7.2
$\Delta\ln(DL_t)$	-0.055	0.032	-1.7
+ 15 holiday dummies			
Standard deviation	0.036		
R^2	0.775		
Price equation			
Constant	0.252	0.081	3.1
$\ln(P^E_{t-1})$	-0.104	0.019	-5.4
$\Delta\ln(E_t)$	0.351	0.063	5.6
Z^{Old}_{t-1}	-0.003	0.001	-4.8
ΔZ^{Old}_t	-0.017	0.003	-6.8
Z^{New}_{t-1}	-0.002	0.000	-3.3
ΔZ^{New}_t	-0.008	0.002	-3.6
$\ln(P^C_{t-1})$	0.049	0.016	3.0
$\Delta\ln(P^G_t)$	0.068	0.025	2.8
$\ln(P^{C02}_{t-4})$	0.007	0.003	2.8
+ 2 price change dummies			
Standard deviation	0.096		
R^2	0.480		

Table 3.8.3 Estimation results from the ECM. Region 4 – Northern Norway. Weekly data, sample 1997:7 to 2008:52.

Dependent variables	$\Delta\ln(E_t)$ and $\Delta\ln(P^E_t)$		
Demand equation			
Variable	Coefficient	Standard error	t-value
Constant	0.601	0.107	5.6
$\ln(E_{t-2})$	-0.156	0.026	-6.0
$\Delta\ln(E_{t-1})$	-0.357	0.038	-9.3
$\ln(P^E_{t-5})$	-0.010	0.004	-2.4
$\Delta\ln(P^E_t)$	-0.049	0.021	-2.3
$\ln(P^F_{t-5})$	0.023	0.008	2.8
HDD_{t-3}	0.006	0.001	4.6
ΔHDD_t	0.027	0.001	44.6
ΔHDD_{t-1}	0.016	0.001	13.6
ΔHDD_{t-2}	0.009	0.001	7.5
$\Delta\ln(W_t)$	0.05	0.005	9.3
$\Delta\ln(W_{t-1})$	0.016	0.005	3.1
$\ln(DL_{t-1})$	-0.003	0.001	-4.0
$\Delta\ln(DL_t)$	-0.004	0.002	-2.1
+ 10 holiday dummies			
Standard deviation	0.036		
R^2	0.827		
Price equation			
Constant	0.274	0.078	3.5
$\ln(P^E_{t-1})$	-0.112	0.019	-5.9
$\Delta\ln(E_t)$	0.218	0.047	4.7
Z^{Old}_{t-1}	-0.003	0.001	-5.2
ΔZ^{Old}_t	-0.018	0.002	-7.8
Z^{New}_{t-1}	-0.002	0.000	-3.5
ΔZ^{New}_t	-0.008	0.002	-4.0
$\ln(P^C_{t-1})$	0.053	0.015	3.4
$\Delta\ln(P^G_t)$	0.098	0.022	4.4
$\ln(P^{C02}_{t-4})$	0.008	0.002	3.2
+ 2 price change dummies			
Standard deviation	0.089		
R^2	0.444		

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