Kvartalsrapport for kraftmarkedet

1. kvartal 2010

Tor Arnt johnsen (red.)

10
2010

RAPPORT

Kvartalsrapport for kraftmarkedet 1. kvartal 2010

Norges vassdrags- og energidirektorat
2010

Rapport nr. 10

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, Javier Ernesto Auris Chàvez, Kjerstin Dahl Viggen, og Tor Arnt Johnsen.

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 20
Forsidefoto:
ISBN: 978-82-410-0715-6
ISSN: 1501-2832

Sammendrag: Første kvartal 2010 var preget av langvarig kaldt og tørt vær. Totalt kom det 19 TWh nedbørenergi, 13 TWh mindre enn normalt. Ved utgangen av kvartalet var snømagasinene ca. 35 prosent under normalt. Det nyttbare tilsiget var 5,7 TWh, 3,2 TWh mindre enn normalt. Det norske kraftforbruket var 40,2 TWh. Det er 6,9 TWh mer enn i samme kvartal i fjor og nær 1 TWh høyere enn den tidligere rekorden. Den norske kraftproduksjonen var 38,2 TWh, en nedgang på 1,3 prosent fra samme kvartal i fjor. Nedgangen har sammenheng med magasinfylling under normalt ved inngangen til kvartalet, lavere tilsig gjennom kvartalet, samt nedbør under normalt.
Det kalde været og den knappe ressurssituasjonen bidro til en markant prisøkning fra foregående kvartal. Kraftprisen ved kraftbørsen Nord Pool økte for de ulike områdene med mellom 47 og 87 prosent fra fjerde kvartal i fjor. Vinterens høye kraftpriser drøftes i temaartikkelen i rapportens kapittel 2, som gjengir NVEs rapport til Olje- og energidepartementet om vinterens kraftsituasjon.

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

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

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Innhold

Kvartalsrapport for kraftmarkedet 1. kvartal 2010 i

Forord v

Sammendrag vi

1 Kraftmarkedet i første kvartal 2010 1

1.1 Ressursgrunnlaget 5
1.2 Magasinutviklingen 13
1.3 Produksjon 16
1.3.1 Norge – nedgang i produksjonen 18
1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene 19
1.4 Forbruk 23
1.4.1 Norge - Rekordhøyt forbruk i første kvartal 24
1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene 28
1.5 Andre energibærere i Norge 30
1.6 Kraftutveksling 33
Andre nordiske land 37
1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet 38
1.7.1 Spotmarkedet 38
1.7.2 Terminmarkedet 41
1.8 Sluttbrukermarkedet 47
1.8.1 Priser og prisutvikling 47
1.8.2 Leverandørskifter 54
1.8.3 Kontraktsvalg 59
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft 62

2 Temaartikkel: Vinterens kraftsituasjon - 2009/2010 64

Sammendrag 64
2.1 Innledning 65
2.2 Utgangspunktet ved inngangen til vinteren 66
2.3 Kraftsituasjonen desember 2009 til mars 2010 67
2.3.1 Værforholdene vinteren 2009/2010 67
2.3.2 Forbruksutvikling i Norge og Norden 70
2.3.3 Produksjonsutvikling i Norge og Norden 73
2.3.4 Kraftutveksling og nettkapasitet 76
Anmeldingsområder og overføringskapasiteter 82
2.3.5 Spesialregulering 83
Midt-Norge 83
Vestlandet 84
Andre områder 85
2.3.6 Prisutvikling i engrosmarkedet 86
2.3.7 Prisutvikling i sluttbrukermarkedet 90
Prisutviklingen vinteren 2009/2010 91
Totale kostnader for en husholdning 92
Tjenesteyting og industri 94
2.4 Spesielt om pristoppene i desember, januar og februar 97

2.4.1 Torsdag 17. desember 2009 (uke 51/2009) 98
2.4.2 Fredag 8. januar 2010 (uke 1/2010) 99
2.4.3 Mandag 22. februar 2010 (uke 8/2010) 100
2.4.4 Nærmere om prisfastsettelsen 101
2.4.5 Regulerkraftmarkedet 102
2.5 Driftsforhold og forsyningssikkerhet vinteren 2009/2010 105
2.5.1 Vurdering av kraftsituasjonenen 105
2.5.2 Utkoblbart forbruk 107
2.5.3 Tilgjengelig vintereffekt 107
Effektbalansen i vinter 108
2.5.4 Kraftsituasjonen i Midt-Norge 109
Revisjon av linjen Nea - Järpströmmen 109
2.5.5 Bergensområdet og opprettelsen av anmeldingsområdet NO5110
Radiell drift av sentralnettet på Vestlandet 111
Nytt prisområde NO5 112
2.5.6 Østlandet og opprettelse av prisområdene NO1 og NO2 113
Prisområdet på Sør-vestlandet 113
2.5.7 Andre regionale utfordringer vinteren 2009/2010 114
2.6 Reserver i kraftsystemene i Norden 115
2.6.1 Norge 115
2.6.2 Sverige, Finland og Danmark 115
Regelverket knyttet til bruk av effektreserver i Elspot 115
Benyttelse av effektreservene vinteren 2009/2010 117
2.7 Spesielle tiltak i det norske kraftsystemet for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner 118
2.7.1 Energiopsjoner (ENOP) 118
ENOP sesongen 2009/2010 118
Oppsummering og fremtidig bruk av ENOP 119
2.7.2 Reservekraftverk 120
Bakgrunn for restriksjoner på bruk av reservekraftverkene 120
Dispensasjon til bruk av reservekraftverkene ved anstrengte driftsituasjoner 121
Videre vurderinger av reservekraftordningen 122
2.8 Videre utredninger og tiltak som bør vurderes 124
2.8.1 Prisfølsomhet – store forbrukere og kraftleverandører 124
2.8.2 Markedsmeldinger og revisjonsplanlegging 124
2.8.3 Flaskehalshåndtering og bruk av flere priser for maksimal utnyttelse av eksisterende kapasitet og utjevning av priser 125
2.8.4 Krav til forsyningssikkerhet og vurdering av fremtidige nettinvesteringer 125
3 Vedlegg 127

Forord

Energiavdelingen i NVE presenterer herved rapport for kraftmarkedet for første kvartal 2010. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er første utgave i kvartalsrapportens 7. 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 august 2010.

Denne kvartalsrapporten kommer unormalt sent. Det skyldes uforutsette problemer med grunnlagsdata for rapporten. I tillegg har vi valgt å holde igjen rapporten noe for å få med temaartikkelen som utgjør kapittel 2. I temaartikkelen gjengis NVEs rapport til Olje- og energidepartementet om vinterens kraftsituasjon.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energiavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Hege Bøhler, Javier Ernesto Auris Chàvez, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Viggen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Kristian Rasmussen og Tor Arnt Johnsen, som også har ledet arbeidet.

Oslo, 10. juni 2010

Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Første kvartal 2010 var i store deler av Norden preget av langvarig kaldt og tørt vær. I Norge var gjennomsnittstemperaturen henholdsvis 3 og 3,6 grader under normalt i januar og februar, mens mars hadde temperaturer omtrent som normalt. For landet som helhet var desember, januar og februar de tørreste tre månedene på drøyt 100 år. Totalt kom det 19 TWh nedbørenergi i årets første kvartal, og det er 13 TWh mindre enn normalt. Ved utgangen av første kvartal var snømagasinene omtrent 35 prosent under normalt. Det nyttbare tilsiget var i første kvartal 5,7 TWh, og det er 3,2 TWh mindre enn normalt. Ikke siden 1996 har det vært mindre tilsig i første kvartal. Fyllingsgraden i norske vannmagasiner sank betydelig gjennom første kvartal, og var ved utgangen av kvartalet 26,8 prosent. Det er 12,7 prosentpoeng under det normale for årstiden.

I årets første kvartal var det norske kraftforbruket 40,2 TWh, mot 37,9 TWh i samme kvartal i fjor. Dette er det høyeste forbruket i første kvartal noensinne, nær 1 TWh høyere enn den tidligere rekorden fra 2001. Korrigert til normale temperaturer var forbruket i første kvartal 39 TWh. Også i de øvrige nordiske landene var det økt kraftforbruk, og til sammen ble det i årets første kvartal forbrukt 118,2 TWh elektrisk kraft i Norden. Det er 6,9 TWh mer enn i samme kvartal i fjor. Kraftproduksjonen i Norge var 38,2 TWh i årets første kvartal, en nedgang på 1,3 prosent fra tilsvarende kvartal i fjor. Nedgangen har sammenheng med magasinfylling under normalt ved inngangen til kvartalet og lavere tilsig gjennom kvartalet. Snømagasinene er godt under normalt for årstiden, og det kan også ha bidratt til lavere produksjon. I årets første kvartal ble det produsert 112,1 TWh elektrisk kraft i Norden, og det er 0,4 TWh mer enn i tilsvarende periode i fjor.

Det kalde været og den knappe ressurssituasjonen bidro til en markant prisøkning fra foregående kvartal. I snitt endte børsprisen på elektrisk kraft på henholdsvis 50,8, 42,8, 60,1, 58,4 og 42,9 øre/kWh i Øst-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Norge. Dette er en økning på mellom 47 og 87 prosent fra fjerde kvartal i fjor. I Midt- og Nord-Norge oppsto det den 8. og 22. januar priser på henholdsvis 8 og 11 kr/kWh enkelte timer.

En terminkontrakt ved Nord Pool med levering i årets andre og tredje kvartal ble ved starten av kvartalet handlet for 348 og 341 kr/MWh. Fram mot uke 8 steg prisen betydelig, og kontraktene ble handlet for henholdsvis 469 og 392 kr/MWh denne uken. I uke 9 endret værvarslene seg og det kom mer svensk kjernekraftproduksjon inn på markedet. Prisene sank, og ved slutten av kvartalet ble kontraktene handlet for 336 og 332 kr/MWh. De tilsvarende kontraktene ved den tyske kraftbørsen EEX viste en stabil nedadgående trend og ble ved slutten av kvartalet handlet for 289 og 310 kr/MWh.

I første kvartal 2010 var fastpriskontrakt den billigste kontraktsformen. Den 3-årige kontrakten kostet i snitt 51,8 øre/kWh, mens den 1-årige kostet 53,9 øre/kWh. Gjennomsnittsprisen på en markedspriskontrakt var 81,8 og 79,6 i Midt- og Nord-Norge. I de sørlige elspotområdene var prisen lavere. Sammenlignet med forrige kvartal og tilsvarende kvartal i fjor økte prisen i alle landets elspotområder, og mest i Midt-Norge. Også prisen på standard variabel kontrakt økte fra forrige og tilsvarende kvartal i fjor. Prisen hos landsdekkende leverandører var i gjennomsnitt 57,2 øre/kWh og hos dominerende leverandører 65,5 øre/kWh.

1 Kraftmarkedet i første kvartal 2010

Tilsig godt under normalt for kvartalet.

I første kvartal 2010 var det nyttbare tilsiget i Norge 5,7 TWh. Det er 3,2 TWh mindre enn normalt og 3 TWh mindre enn i første kvartal i fjor. Ikke siden 1996 har det vært mindre tilsig i første kvartal. De siste 12 månedene har det nyttbare tilsiget vært 122,4 TWh, eller som normalt.

Betydelig kaldere enn normalt.

Kulda som kom midt i desember i fjor, fortsatte i januar og februar i store deler av landet. Januar var særlig kald i Sør-Norge, og temperaturen var i snitt ca. 3 grader under normalt for landet som helhet. I februar ble det også kaldere i Nord-Norge, slik at snitt-temperaturen for Norge ble 3,6 grader under normalt. I mars var temperaturene omtrent som normalt.

Betydelig nedbørssvikt i starten av kvartalet.

Desember, januar og februar var de tørreste vintermånedene på vestlandet, og det var lite nedbær også i Midt- og Nord-Norge. For landet som helhet var dette de tørreste tre månedene på drøyt 100 år. I mars kom det imidlertid mer nedbør enn normalt på deler av Vestlandet og i store deler av Midt- og Nord-Norge, mens de øvrige delene av Norge fikk mindre nedbør enn normalt. Totalt kom det 19 TWh nedbørenergi i årets første kvartal, og det er 13 TWh mindre enn normalt.

Snømagasiner godt under normalt.

I både sør, vest og nord har lite nedbør gitt lite snø i mange fjellområder, og det er spesielt lite snø i fjellet på Vestlandet. På Østlandet og i lavlandet på Vestlandet har det imidlertid vært områder med snømagasiner over normalt. Snømagasinene var ved utgangen av første kvartal omkring 35 prosent under normalt.

Rask nedtapping av magasinene, og fyllingsgrad godt under normalt for årstiden.

Ved starten av 1. kvartal var fyllingsgraden under det normale for årstiden og litt under fjorårets nivå. En uvanlig kald vindter med lite tilsig og forholdsvis høy vannkraftproduksjon førte til sterkere tapping av magasinene enn normalt fram mot våren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 26,8 prosent, eller 12,7 prosentpoeng under det normale for årstiden.

Sverige startet året med magasinfylling under normalt, og hadde på grunn av kaldt vær, lite tilsig og lav kjernekraftproduksjon også høy vannkraftproduksjon. Ved utgangen av kvartalet var den svenske magsinfyllingen 13,4 prosent. Det er 14,2 prosentpoeng under normalt.

Den lagrede vannmengden i Norden var ved utgangen av årets første kvartal 28,6 TWh, som er 5,5 TWh mindre enn til samme tid i 2009.

I årets første kvartal ble det produsert 112,1 TWh elektrisk kraft i Norden, og det er 0,4 TWh mer enn i tilsvarende periode i fjor. Økningen har sammenheng med økt termisk kraftproduksjon, mens den nordiske vannkraft- og kjernekraftproduksjonen har blitt redusert sammenlignet med tilsvarende periode i fjor.

Høyt kraftforbruk har gitt høyere nordisk kraft-produksjon, på tross av lavere vann- og kjernekraftproduksjon.

Det samlede nordiske kraftforbruket var 118,2 TWh i første kvartal – en økning på 6,9 TWh fra samme kvartal i fjor. Forbruksøkningen skyldes vedvarende kaldt vær i store deler av Norden. Med denne forbruksøkningen har det de siste 52 ukene blitt forbrukt 381,2 TWh elektrisk kraft i Norden. Det er 2,1 prosent mindre enn de foregående 52 uker. Lavere kraftetterspørsel som følge av finanskrisen har bidratt til dette.

Kraftproduksjonen i Norge var 38,2 TWh i årets første kvartal, og det er en nedgang på 1,3 prosent sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor. Nedgangen har sammenheng med magasinfylling under normalt ved inngangen til kvartalet, samt lavere tilsig gjennom kvartalet. Likevel er dette den sjuende høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. De siste 12 månedene er det produsert 132,3 TWh elektrisk kraft i Norge, mot 141,2 TWh i tilsvarende periode i fjor.

Høy norsk kraftproduksjon tross fortsatt lavt kraftforbruk

I årets første kvartal var det norske kraftforbruket 40,2 TWh, mot 37,9 TWh i samme kvartal i 2009. Dette er det høyeste forbruket i første kvartal noensinne, nesten 1 TWh høyere enn den tidligere rekorden fra 2001. Det høye forbruket har sammenheng med den uvanlig kalde vinteren. De siste 12 månedene har elektrisitetsforbruket vært 126,1 TWh, mot 129,0 TWh i samme periode ett år tidligere.

Det var rekordhøy nordisk nettoimport i første kvartal i år. Samlet utgjorde den nordiske nettoimporten 6,2 TWh i første kvartal. Det er 6,9 TWh mer enn i samme kvartal i fjor. Høyt forbruk som følge av vedvarende kaldt vær, lite tilsig til de nordiske vannmagasinene, og lav svensk kjernekraftproduksjon forklarer den høye nordiske

Rekordhøy nordisk nettoimport i første kvartal 2010.

nettoimporten. Danmark var det eneste landet med nettoeksport i første kvartal. Det var først og fremst kraftflyt fra Jylland til Sverige og Sør-Norge som bidro til den danske nettoeksporten. Sverige hadde høyest nettoimport av de øvrige nordiske landene.

Norge hadde 2,0 TWh i nettoimport i første kvartal 2010. Det er første kvartal med norsk nettoimport siden fjerde kvartal 2006. Det var norsk nettoimport fra alle landene vi har forbindelser til. I første kvartal i fjor var det 0,9 TWh norsk nettoeksport.

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

Fra fjerde kvartal i fjor til første kvartal i år økte den gjennomsnittlige elspotprisen betydelig i alle norske elspotområder. Økningen var 74, 47, 87, 82 og 47 prosent i henholdsvis Øst-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Norge. I gjennomsnitt endte prisen i disse områdene på henholdsvis 50,8, 42,8, 60,1, 58,4 og 42,9 øre/kWh. Medvirkende årsaker til prisstingningen er tilsig godt under normalt, kaldt vær og lav produksjon ved de svenske kjernekraftverkene. I Midt- og Nord-Norge oppsto det den 8. og 22. januar priser på henholdsvis 8 og 11 kr/kWh enkelte timer.

På tross av den siste tidens prisøkning var gjennomsnittsprisen de siste 12 månedene mellom 31,8 og 37,7 øre/kWh i alle de norske elspotområdene. Det er mellom 0 og 12 prosent lavere enn foregående 12-månedersperiode.

Økte terminpriser ved Nord Pool, reduserte terminpriser ved EEX.

En terminkontrakt ved Nord Pool med levering i årets andre og tredje kvartal ble ved starten av kvartalet handlet for 348 og 341 kr/MWh. Fram mot uke 8 steg prisen betydelig, og kontraktene ble handlet for henholdsvis 469 og 392 kr/MWh denne uken. I uke 9 endret værvarslene seg og det kom mer svensk kjernekraftproduksjon inn på markedet. Prisene sank, og ved slutten av kvartalet ble kontraktene handlet for 336 og 332 kr/MWh.

De tilsvarende kontraktene ved den tyske kraftbørsen EEX viste en stabil nedadgående trend gjennom første kvartal 2010. Fra inngangen til kvartalet sank prisen for en kontrakt med levering i andre og tredje kvartal 2010 fra henholdsvis 333 og 362 kr/MWh til 289 og 310 kr/MWh.

I første kvartal 2010 var fastpriskontrakt den billigste kontraktstypen for husholdninger i Norge. Blant fastpriskontrakter var den 3-årige kontrakten den billigste med en gjennomsnittspris på 51,8 øre/kWh, mens den 1-årige kontrakten hadde en gjennomsnittspris på 53,9 øre/kWh. Det er henholdsvis 12,6 og 7,7 øre høyere enn i

Fastpriskontrakt den billigste kontrakts-typen i første kvartal 2010.

første kvartal 2009.

Blant markedspriskontrakter var det betydelige prisforskjeller i landets elspotområder. Gjennomsnittsprisen var høyest i Midt-Norge med 81,8 øre/kWh, etterfulgt av prisen i Nord-Norge med 79,6 øre/kWh. I de sørlige elspotområdene var prisen lavere. Sammenlignet med forrige kvartal og tilsvarende kvartal i fjor økte prisen i alle landets elspotområder betydelig, og mest i Midt-Norge. Også prisen på standard variabel kontrakt økte fra forrige og tilsvarende kvartal i fjor. Prisen hos landsdekkende leverandører var i gjennomsnitt 57,2 øre/kWh og hos dominerende leverandører 65,5 øre/kWh.

1.1 Ressursgrunnlaget

Lite tilsig i første kvartal

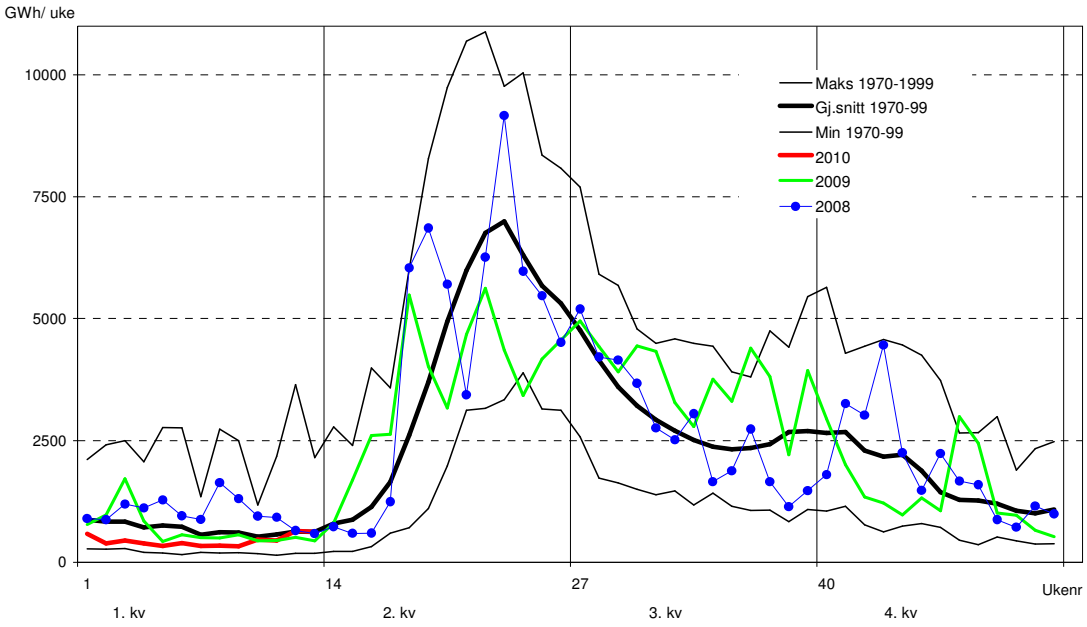
I første kvartal 2010 var det nyttbare tilsiget 5,7 TWh som er 3,2 TWh mindre enn normalt og 3 TWh mindre enn i første kvartal 2009. Vi må tilbake til 1996 for å finne mindre tilsig i første kvartal. Da var det kun 2,7 TWh.

Ressurstilgang TWh	1.kv. 2010	Avvik fra normalt	Siste 52 uker	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	5,7	-3,2	122,4	-0,1
Nedbør Norge	18,6	-13,2	107,0	-15,5
Tilsig Sverige	4,3	-0,5	67,2	+5,0
Snø Norge		Utgangen av 1. kv 2010 ca. - 35 %		Utgangen av 1. kv 2009 ca. - 10 %

De siste 12 månedene har det nyttbare tilsiget vært 122,4 TWh, eller som normalt. De siste 24 månedene har tilsiget vært 249 TWh eller 4 TWh mer enn normalt.

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. En kald vinter i hele landet ga tilsig under normalt i både januar og februar. Mildere vær i mars ga imidlertid tilsig omtrent som normalt mot slutten av første kvartal.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig i Norge i 2008, 2009 og 2010. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool Spot

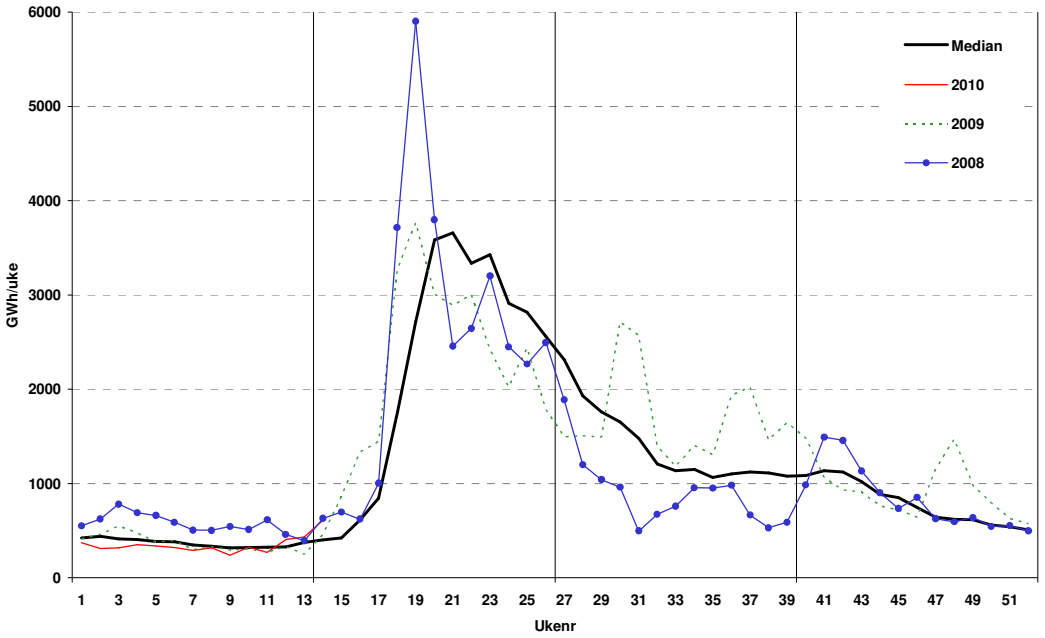


Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 4,3 TWh i første kvartal 2010, eller 0,5 TWh mindre enn normalt. Det er også 0,5 TWh mindre enn i samme periode i 2009.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 67,2 TWh. Det er 5 TWh mer enn normalt og nesten 8 TWh mer enn i tilsvarende periode ett år tidligere. De siste 24 månedene har tilsiget vært i underkant av 127 TWh. Det er 2 TWh mer enn normalt.

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



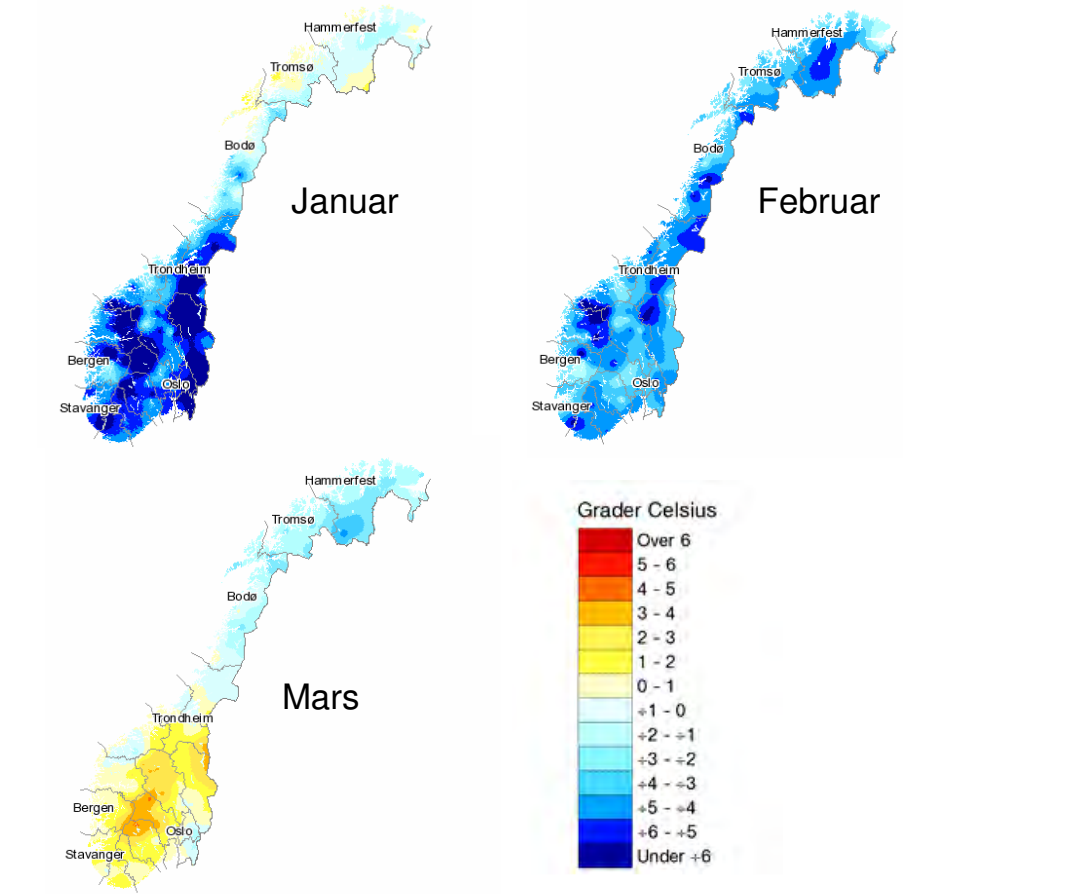
Temperatur

Kulda som kom midt i desember 2009 fortsatte i januar og februar i store deler av landet. Spesielt i Sør-Norge var det kaldt i januar med temperaturer ned mot 7-8 grader under normalt. For Sør-Norge må vi tilbake til 1987 for å finne en kaldere januar. I Nord-Norge var temperaturene derimot omkring normalt. I gjennomsnitt for hele landet var januartemperaturen nesten 3 grader under normalt. Årets januar var den sjuende kaldeste i Sør-Norge og den niende kaldeste for landet sett under ett siden 1900. Tynset hadde lavest minimumstemperatur i løpet av vinteren med vel -42 ºC i januar.

I februar ble det kaldere også i Nord-Norge, slik at månedsmiddeltemperaturen for Norge ble 3,6 grader under normalt. Dette var den niende kaldeste februar siden 1900. Lavest månedsmiddeltemperatur var det på Finnmarksvidda med nærmere -20 ºC.

I mars ble det mildere i hele landet, selv om det fortsatt var temperaturer under normalt i Nord-Norge. For landet som helhet var temperaturen i mars omtrent som normalt.

Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i ºC fra normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2010. Kilde: NVE og met.no

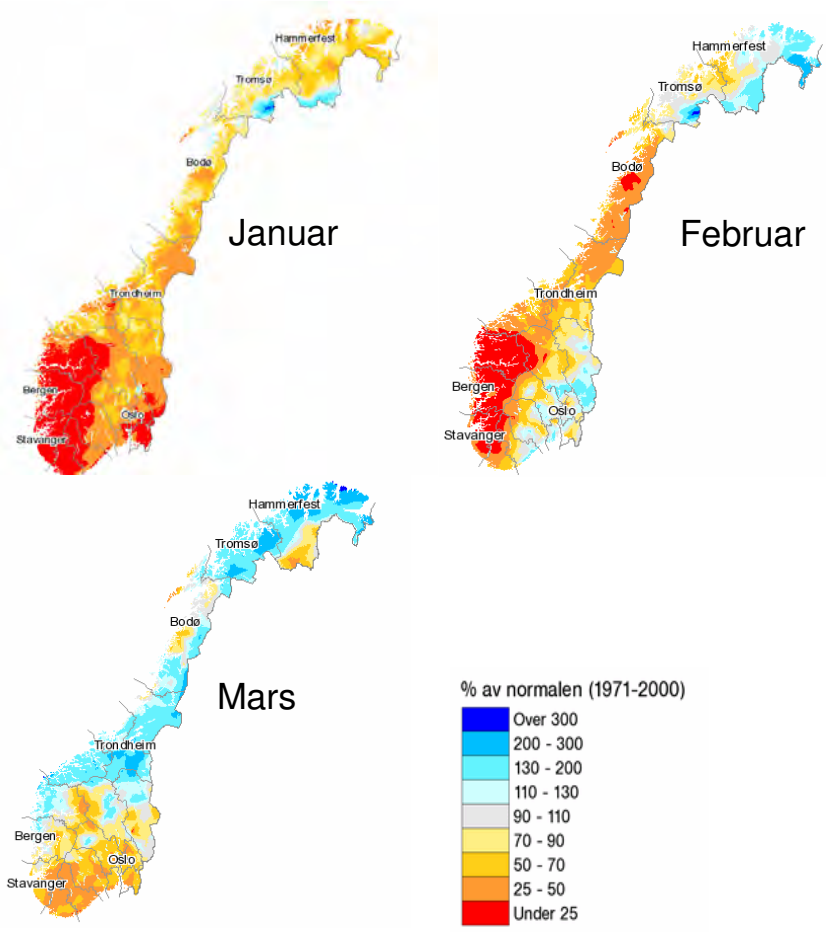


Nedbør

I januar og februar kom det mye mindre nedbør enn normalt på Vestlandet. Det var lite nedbør også i Midt- og Nord-Norge. Også slutten av fjoråret var uvanlig tørr i mange av disse områdene. I følge statistikk fra met.no var månedene desember, januar og februar de tørreste vintermånedene noensinne på Vestlandet. For hele landet var disse månedene de nest tørreste i løpet av drøyt 100 år. For landet som helhet var det kun vinteren (desember – februar) 1899/1900 som var tørrere. For eksempel kom det i Bergen i perioden desember – februar snaut 150 mm eller ca. 25 prosent av normalt. Minst nedbør disse tre månedene fikk Lærdal i Sogn og Fjordane med kun 10 med mer, eller 8 prosent av normalt.

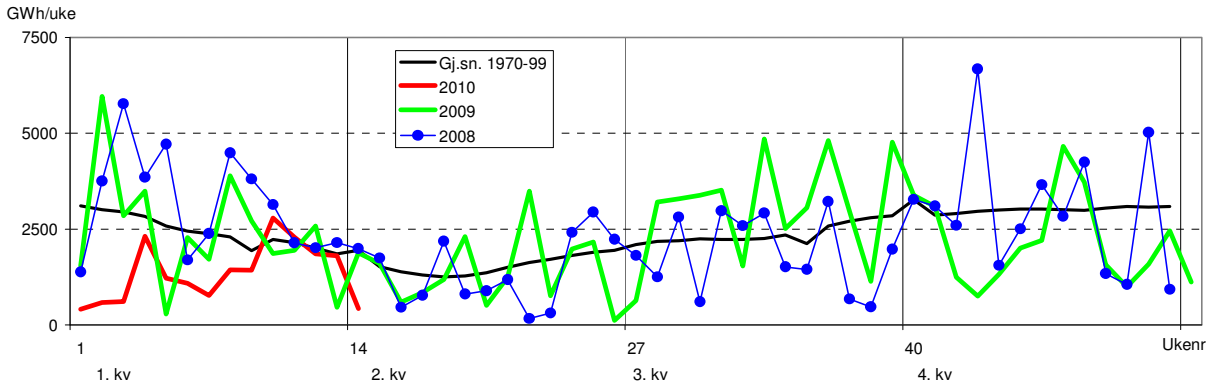
I mars kom det imidlertid mer nedbør enn normalt på deler av Vestlandet og i store deler av Midt- og Nord-Norge. Sørlige deler av Vestlandet, Sørlandet og store deler av Østlandet fikk mindre nedbør enn normalt. For eksempel kom det i Bergen noe over 200 mm, mens det normale for mars er omkring 170 mm.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2010. Kilde: NVE og met.no



I første kvartal 2010 kom det nesten 19 TWh nedbørenergi. Det er omkring 13 TWh eller 40 prosent mindre enn normalt. Det er også 13 TWh mindre enn i tilsvarende periode i fjor og 23 TWh mindre enn i første kvartal i 2008. De siste 12 månedene har det kommet 107 TWh eller nesten 16 TWh mindre enn normalt.

Figur 1.1.5 Beregnet ukentlig nedbørenergi i 2008, 2009 og 2010. GWh/uke. Kilde: NVE



Snø

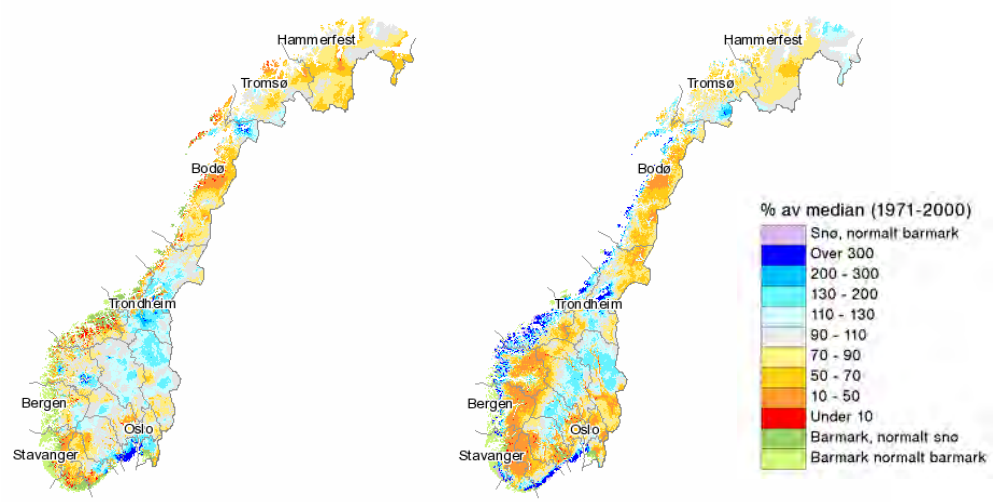
Snøsituasjonen ved utgangen av første kvartal 2009 og 2010 er illustrert i figur 1.1.5. Årets snøkart oppsummerer på mange måter værforholdene de siste månedene. Lite nedbør i både sør, vest og nord, har gitt svært lite snø i mange fjellområder. Det er spesielt lite snø i fjellet på Vestlandet. Samtidig har det vært så kaldt at nedbøren stort sett har kommet som snø også langs kysten, slik at snømagasinet her er større enn normalt.

På Østlandet er det en sone som i grove trekk ligger mellom 800 – 1200 moh hvor det er mer snø enn normalt. Dette skyldes blant annet at det i oktober var kaldt, og at snøen mange steder la seg tidligere enn normalt. Mildvær i november smeltet mye av snøen under 800 moh, mens snøen høyere i terrenget i stor grad ble liggende. Det har ikke vært uvanlig mye nedbør i disse områdene gjennom vinteren, men en lang vinter har gitt områder med mer snø enn normalt. For flere detaljer om årets snøsituasjon se: www.seNorge.no.

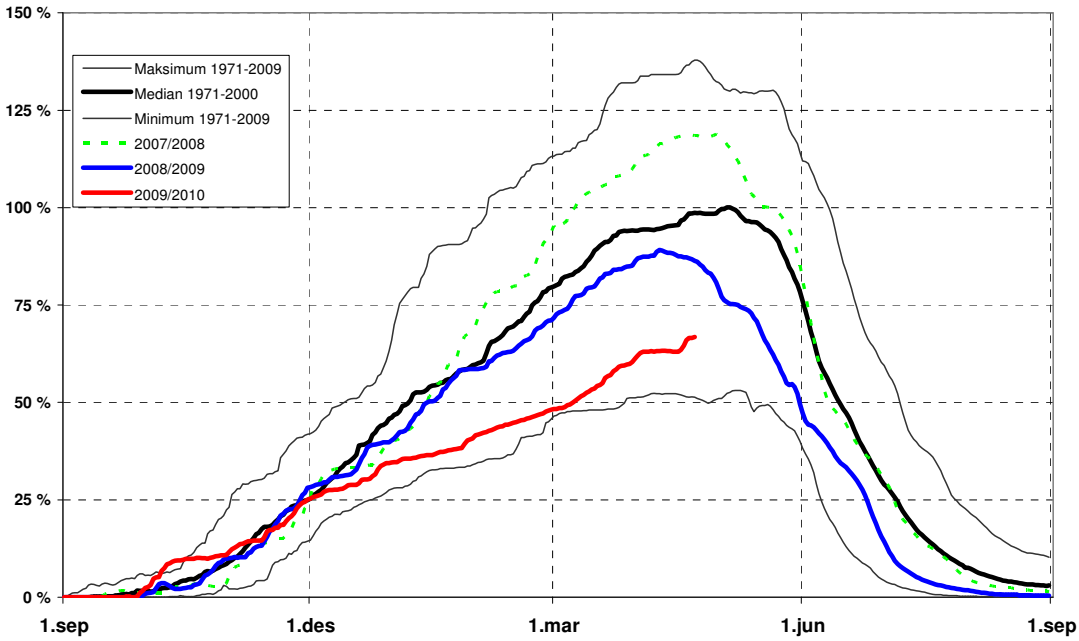
Med tanke på snø tilgjengelig for kraftproduksjon har vi per 1. april vesentlig mindre snø enn for ett år siden. Snømagasinet er omkring 35 prosent under normalt på denne tida, mens det i fjor på samme tid var snaut 10 prosent under normalt. For to år siden hadde vi et snømagasin som var omkring 20 prosent over normalt.

Figur 1.1.6 viser at vinteren begynte tidlig. I oktober 2009 var det et rekordstort snømagasin, men en nedbørfattig vinter førte til at årets snømagasin per 1. april er det nest minste siden 1971 (første år for disse beregningene). Det minste snømagasinet var vinteren 1996 med nesten 45 prosent mindre snø enn normalt. Også vintrene 2001 og 2006 var det lite snø med omkring 30 og 25 prosent mindre snø enn normalt.

Figur 1.1.6 Snømengde 1. april 2009 (venstre) og 2010 (høyre) i prosent av median for perioden 1971-2000 Kilde NVE og met.no



Figur 1.1.7 Utviklinga av snømagasinet vintrene 2007/08, 2008/09 og 2009/10 i prosent av median kulminasjon for perioden 1971 -2000. Kilde NVE

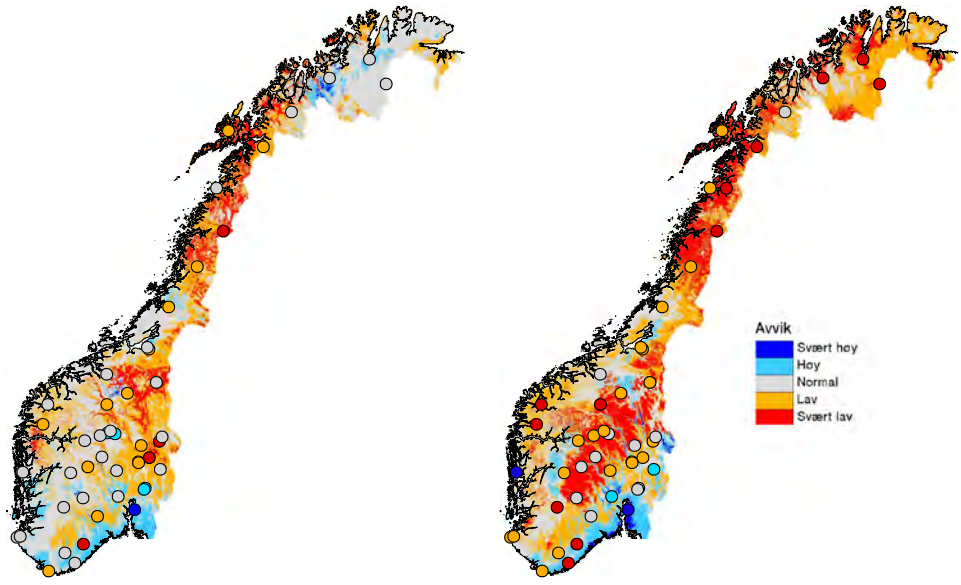


Grunn- og markvann

En tidlig og kald vinter førte til svært lave grunnvannstander mange steder fra Vest-Agder til Nordland. Det ga seg utslag i vannmangel flere steder. Mildvær og nedbør i mars var starten på en normalisering av situasjonen i lavlandet. I enkelte områder i vestlige, høyereliggende strøk i Sør-Norge er det fortsatt lavere grunnvannstand og større markvannsunderskudd enn normalt. Samtidig er det mindre snø enn normalt, og både målinger og modellsimuleringer tyder på lite tele i disse områdene. Det antas derfor at det meste av smeltevannet her vil infiltreres i jorda. Dette kan medføre en viss tidsforsinkelse av tilsiget til vassdragene, samt at en større andel av smeltevannet enn normalt vil holdes tilbake i jordas vannlager.

Kartene i figur 1.1.7 viser grunnvannstand per 1. april 2009 og 2010. Fargene i kartet er basert på beregningene med vannbalansemodellen HBV. På kartene er også observasjoner av grunnvannstand markert med sirkler. Disse viser at HBV-modellen underestimerer grunnvannsnivået på deler av Østlandet. Kartene viser og at det i år er lavere grunnvannstand i store deler av Norge enn det var for ett år siden. For landet sett under ett er det grunn til å tro at en større andel enn normalt av smeltevannet fra årets snømagasin vil gå til oppfylling av grunn- og markvannsmagasinene.

Figur 1.1.8 Grunnvanntilstand 1. april 2009 (venstre) og 1. april 2010 (høyre). Avvik i forhold til normalt for perioden 1990 – 2008. Kilde NVE



Forventet tilsig våren/ sommeren 2010.
En viktig parameter for å vurdere tilsiget til kraftmagasinene gjennom våren og sommeren er størrelsen på snømagasinet i starten av smeltesesongen. Det er utført en korrelasjonsanalyse mellom beregnet snømagasin per 1. april og nyttbart tilsig for uke 14 til og med uke 30 (april – juli) for alle år fra 1971 til 2009. Snømagasinet er basert på verdier utledet fra snøkartet slik de er fremstilt i figur 1.1.6. Analysen gir en korrelasjonskoeffisient på ca. 0,8. Det er altså rimelig god sammenheng mellom beregnet snømagasin i begynnelsen av april og beregnet tilsig fra begynnelsen av april og ut smeltesesongen (slutten av juli).

For uke 14 – 30 er midlere nyttbart tilsig drøyt 68 TWh. I år med lite snø ventes naturlig nok mindre flomtap enn i år med mye snø. Det er en medvirkende årsak til at det nyttbare tilsiget ventes å variere noe mindre enn snømagasinet. For eksempel antyder analysene at et snømagasin som er 20 prosent over/under normalt vil gi et tilsig i løpet av sommeren som er omkring 10 prosent over/under normalt.

Årets snømagasin er ca. 35 prosent under normalt. Basert på korrelasjonsanalysen, slik den er beskrevet over, gir årets smeltesesong et forventet nyttbart tilsig på 55 TWh. Det er vel 13 TWh eller omkring 20 prosent mindre enn normalt.

Det er viktig å huske at det også er andre faktorer som påvirker tilsiget fremover, som markfuktighet og grunnvannstand og ikke minst værutviklingen videre utover sommeren. Som nevnt tidligere, er det flere steder lavere grunnvannstand og større markvannsunderskudd enn normalt. Dette tilsier at tilsigsunderskuddet sannsynligvis blir større enn angitt ovenfor. Et grovt anslag tilsier et tilsigunderskudd på omkring 15-20 TWh frem til utgangen av juli. Værutviklingen videre kjenner vi ikke. Vi må derfor anta at det er et slingringsmonn på ca ± 10 TWh i beregningen over.

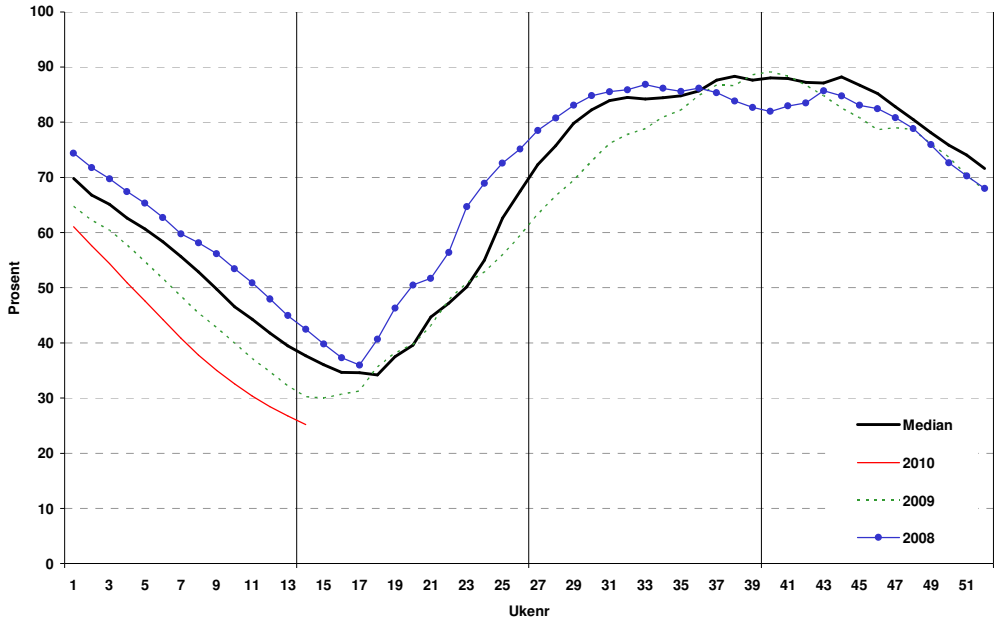
1.2 Magasinutviklingen

Godt under normal magasinfylling

Året startet med fyllingsgrader under det normale[1] for årstiden og litt under fjorårets nivå. En uvanlig kald vinter med lite tilsig og forholdsvis høy vannkraftproduksjon førte til sterkere tapping av magasinene enn normalt frem mot våren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 26,8 prosent, eller 12,7 prosentpoeng under det normale for årstiden. Fyllingen ved utgangen av 1. kvartal 2010 var 5,4 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2009. Det tilsvarer en energimengde på 4,6 TWh.

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 1. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2010	2009	Median	
Norge	26,8	32,2	39,5	84,3
Sverige	13,4	13,0	27,6	33,8
Finland	26,0	45,1	32,9	5,5

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

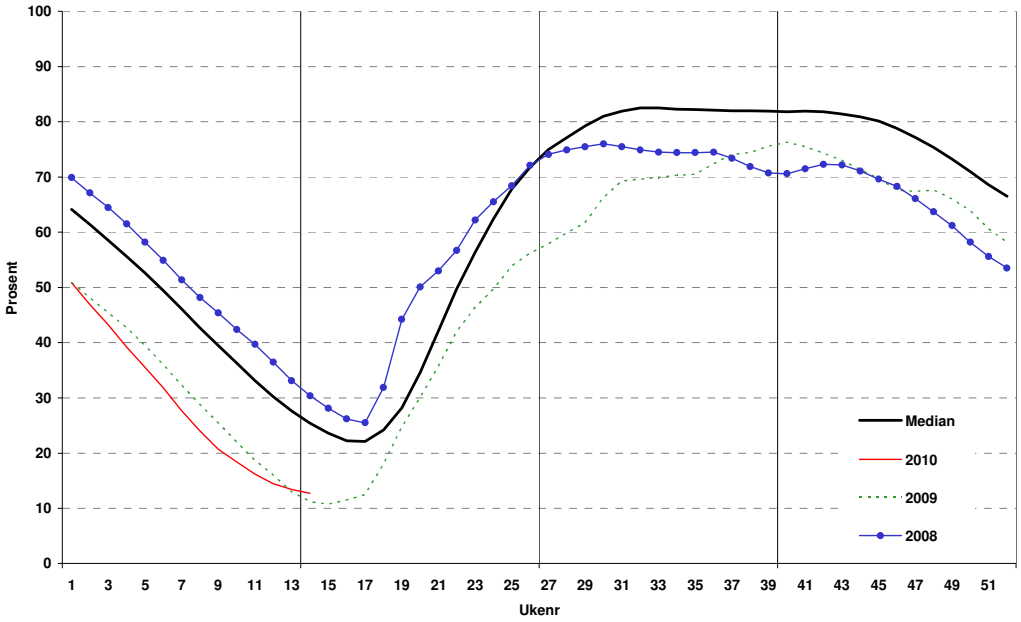


[1] Median for perioden 1990-2007

Magasinutviklingen i Sverige og Finland

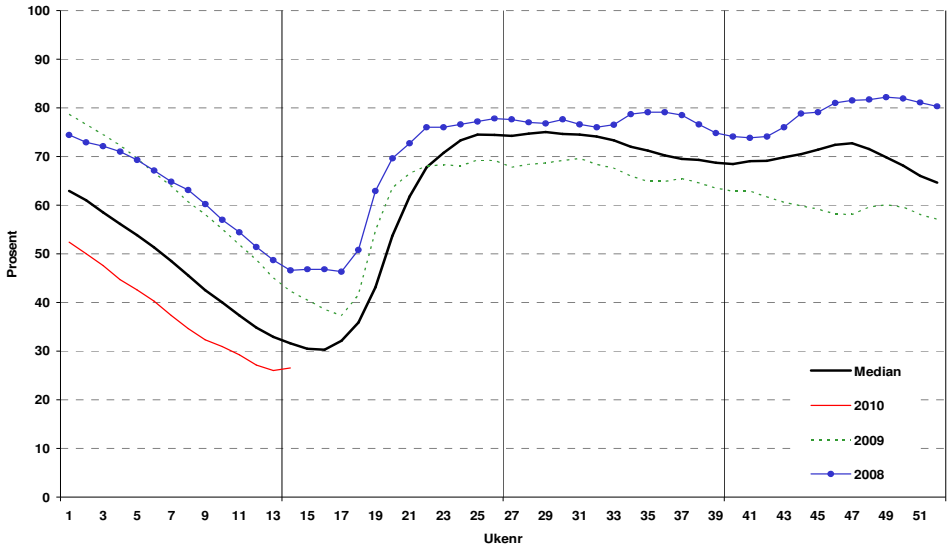
I Sverige startet 2010 med magasinfylling godt under medianverdien og omtrent på fjorårets nivå. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 13,4 prosent, eller 14,2 prosentpoeng under medianverdien til samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av første kvartal 2010 var 0,4 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2009. Det tilsvarer en energimengde på 0,1 TWh.

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



I Finland startet 2010 med magasinfylling godt under både medianverdien og fjorårets nivå. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 26,0 prosent, eller 6,9 prosentpoeng under medianverdien til samme tidspunkt for perioden 1978-2001. Fyllingen ved utgangen 1. kvartal 2010 var 19,1 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2009, og det tilsvarer en energimengde på 1,0 TWh.

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



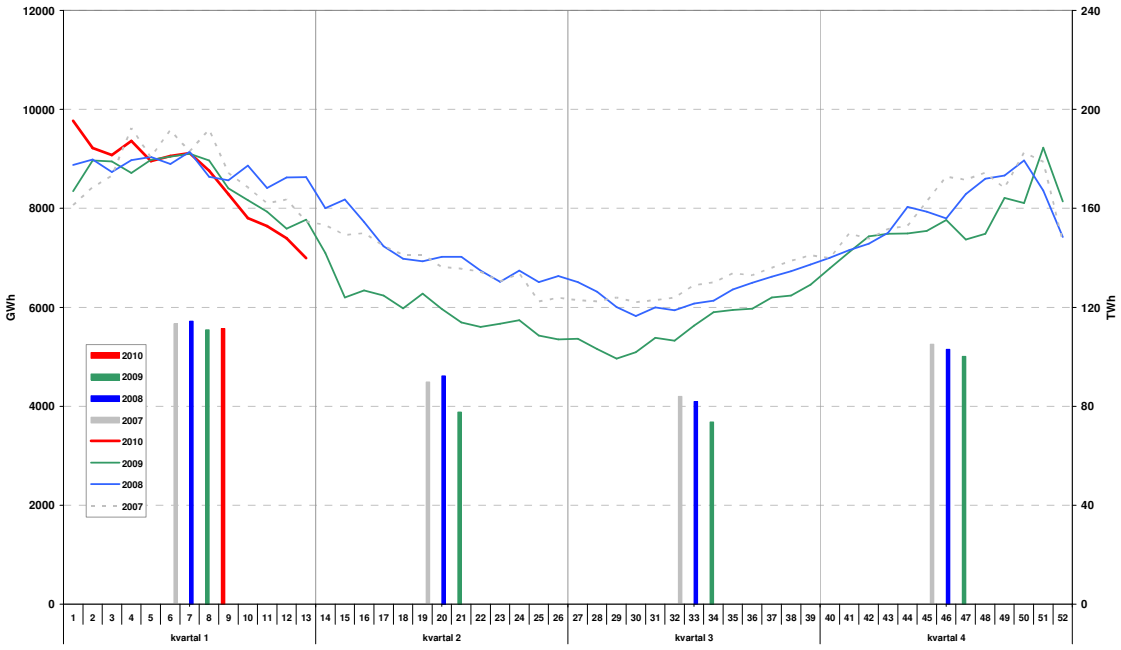
I sum er det dermed lagret 0,9 TWh mindre energi i svenske og finske vannmagasiner enn ved utgangen av første kvartal i fjor. Den lagrede vannmengden i Norden var ved utgangen av første kvartal i år 28,6 TWh, eller 5,5 TWh mindre enn til samme tid i 2009. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

1.3 Produksjon

TWh	1.kv. 2010	Endring fra 1.kv. 2009	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	38,2	-1,3 %	132,3	-6,3 %
Sverige	39,4	-4,9 %	130,1	-5,0 %
Finland	23,0	10,8 %	71,2	-1,4 %
Danmark	11,5	5,6 %	34,5	0 %
Norden	112,1	0,3 %	368,1	-4,4 %

I årets første kvartal ble det produsert 112,1 TWh elektrisk kraft i Norden, som er 0,4 TWh mer enn i tilsvarende periode i fjor. Produksjonen økte samlet på tross av redusert nordisk vann- og kjernekraftproduksjon. Lite tilsig bidro til lavere vannkraftproduksjon, og flere utfall og forlengede revisjoner blant svenske kjernekraftverk forklarer lavere kjernekraftproduksjon. Dette bidro, sammen med høy etterspørsel etter elektrisk kraft og relativt lave brenselspriser, til en økning i den øvrige nordiske kraftproduksjonen.

Figur 1.3.1 Samlet nordisk kraftproduksjon, 2007 – 2010, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot

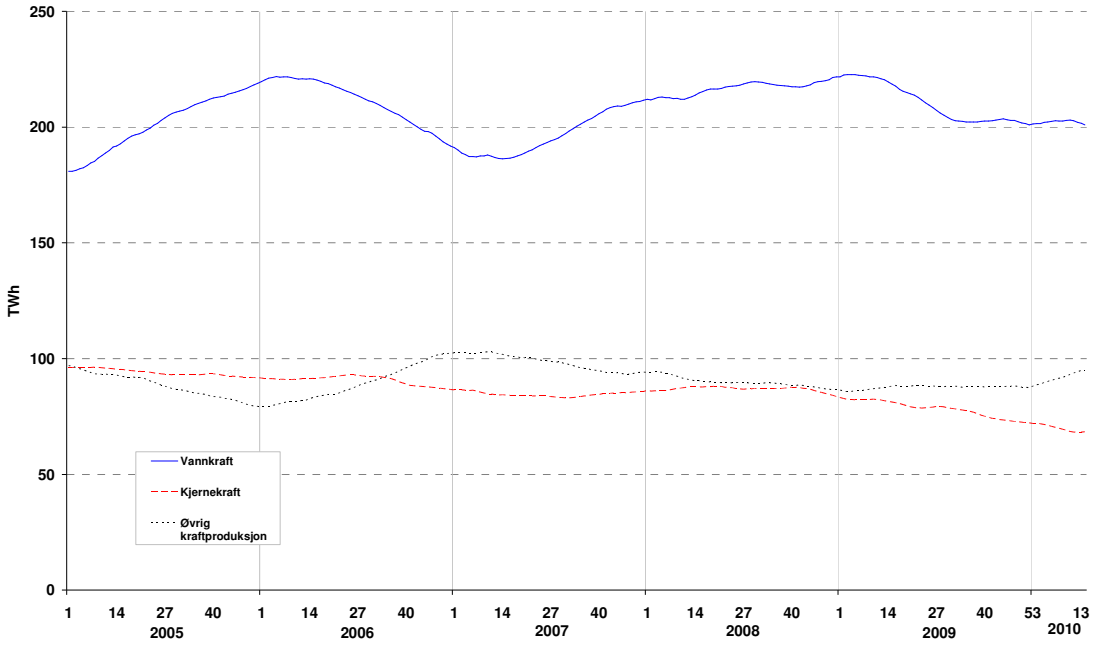


Mens produksjonen i Norge er dominert av vannkraft, utgjør vann- og kjernekraft en betydelig andel av kraftproduksjonen i Sverige. Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for de siste 52 ukene fordelt på teknologier. Totalt har det de siste 52 ukene blitt produsert 200,7 TWh vannkraft i Norden. Det er 18,2 TWh lavere enn i foregående 52-ukersperiode. Også kjernekraftproduksjonen var betydelig lavere i 2009 enn året før, og nedgangen har fortsatt i 2010. Samlet har den nordiske kjernekraftproduksjonen de siste 52 ukene vært 68,8 TWh, en nedgang på 12,5 TWh fra foregående 52-ukersperiode. Nedgangen fant sted i svensk kjernekraftproduksjon, mens finsk kjernekraftproduksjon økte noe.

Lavere vann- og kjernekraftproduksjon bidro til økt etterspørsel rettet mot termisk kraftproduksjon. Den øvrige nordiske kraftproduksjonen økte med 7,1 TWh i tilsvarende

periode, til 95,7 TWh. Av dette utgjorde nordisk vindkraftproduksjon 10.6 TWh og nordisk termisk kraftproduksjon 85,1 TWh.

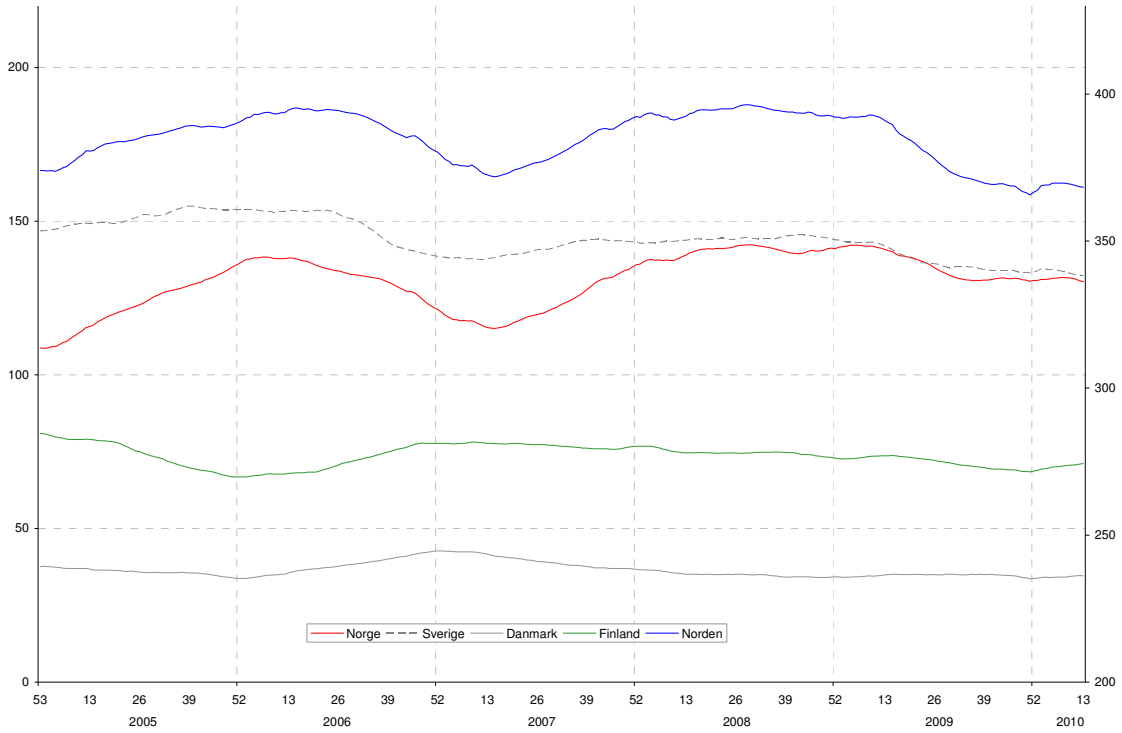
Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2005 – 2010, sum for de siste 52 ukene, TWh. Kilde: Nord Pool Spot



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 det siste året viser seg i den fallende kurven for Sveriges produksjon de siste 52 ukene.

I Danmark og Finland er termisk kraftproduksjon dominerende. Denne produksjonen er mer stabil over tid. Siden kraftprisene typisk vil øke i perioder ved lave tilsig og lav vannkraftproduksjon, vil den termiske produksjonen gjerne øke litt samtidig. I figur 1.3.3 ser vi for eksempel at kraftproduksjonen falt noe i Danmark og Finland i 2008 og starten av 2009, da det var høy produksjon i Norge og Sverige. Denne trenden har imidlertid snudd den siste tiden, med økt kraftproduksjon i Finland og Danmark som et resultat av redusert produksjon av vannkraft og svensk kjernekraft.

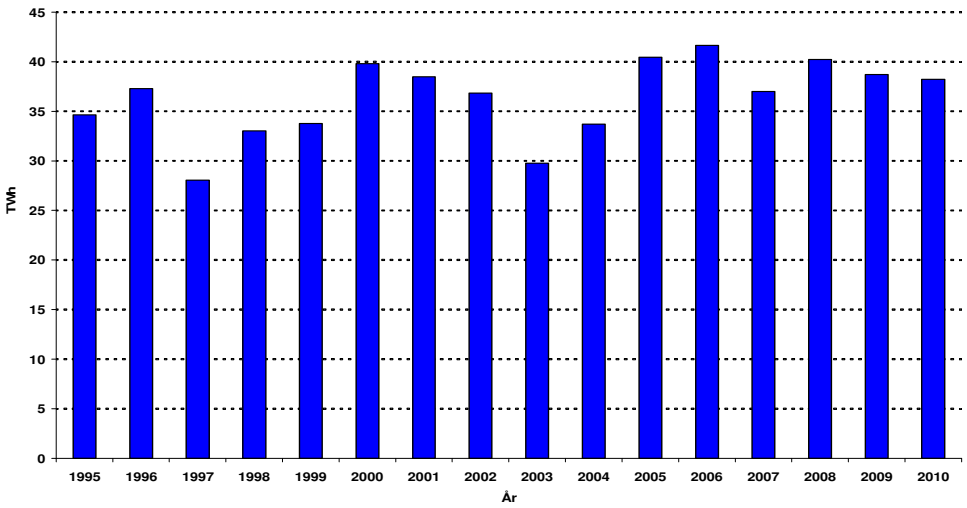
Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2004 – 2010, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse). TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.3.1 Norge – nedgang i produksjonen

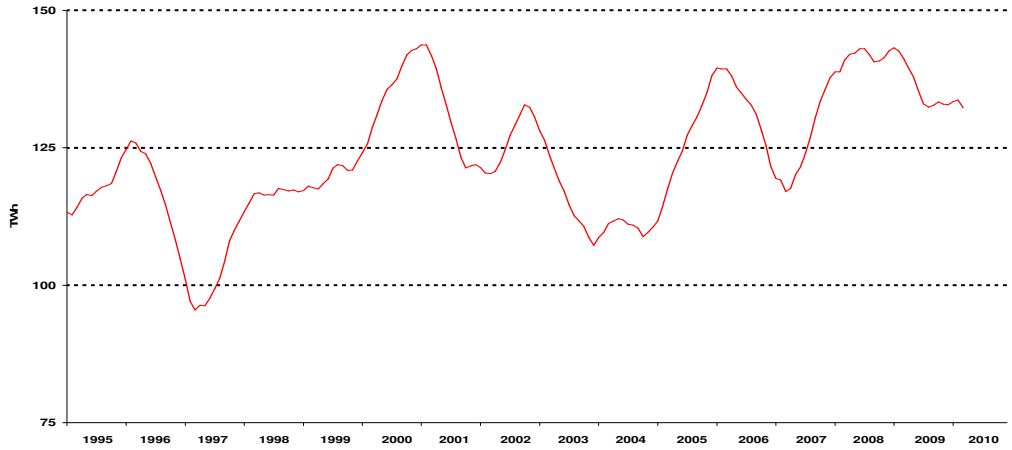
Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 38,2 TWh i første kvartal 2010. Det er den sjuende høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. Høyest var 2006 med 41,7 TWh. I forhold til produksjonen i første kvartal 2009 er det en nedgang på 1,3 prosent. Nedgangen i produksjonen henger sammen med mindre tilsig i første kvartal 2010 enn i samme kvartal i fjor og magasinfylling godt under normalt.

Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i Norge, første kvartal, 1995-2010. TWh. Kilde: NVE



De siste 12 månedene er det produsert 132,3 TWh elektrisk kraft i Norge mot 141,2 TWh i tilsvarende periode året før. Det er en nedgang på 6,3 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er vel 11 TWh lavere enn høyeste produksjon for en 12-månedersperiode (143,7 TWh), men 1,6 TWh høyere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til i underkant av 131 TWh ved utgangen av 2009. Det var først og fremst mindre tilsig enn i tilsvarende 12-månedersperiode ett år tidligere som førte til nedgangen i kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

Figur 1.3.7 Kraftproduksjon i Norge, sum for de siste 12-måneder, 1995-2010. TWh. Kilde: NVE



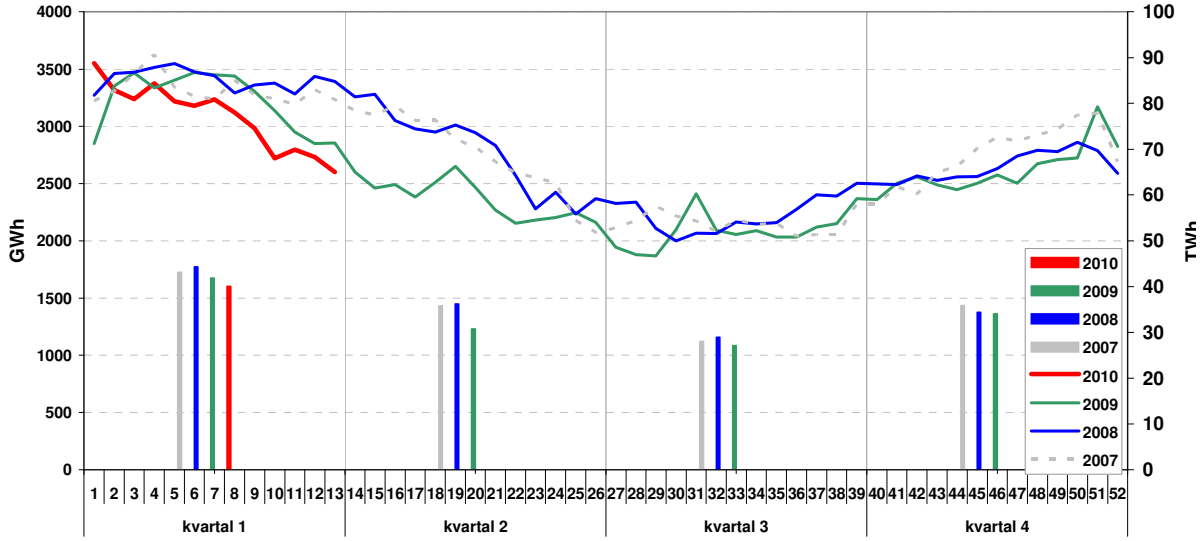
Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996 og 2002 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004. På samme måte har lite snø vinteren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

1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene

I første kvartal ble det produsert 39,4 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er en reduksjon på 2 TWh fra tilsvarende kvartal i fjor. Mens landets vannkraftproduksjon var nær uendret og den termiske kraftproduksjonen økte med nær 1,4 TWh, ble kjernekraftproduksjonen redusert med 3,2 TWh fra tilsvarende kvartal i fjor.

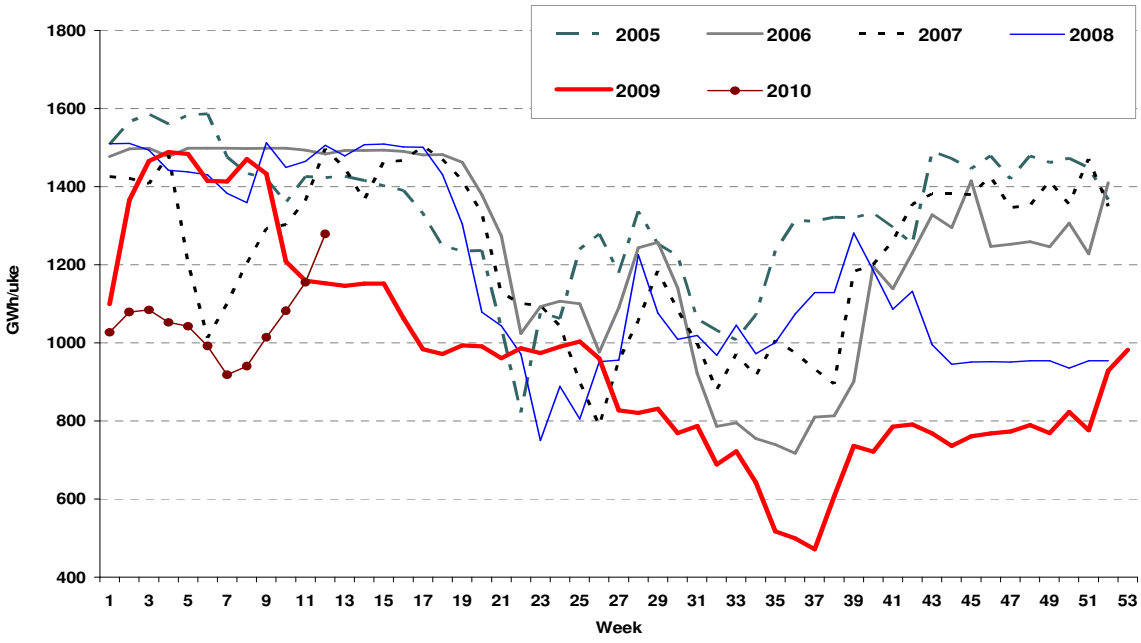
De siste 52 ukene har det blitt produsert 130,1 TWh elektrisk kraft i Sverige, noe som er 6,8 TWh lavere enn i foregående 52-ukersperiode. Fallet har sammenheng med lavere kjernekraftproduksjon, men også lavere vannkraftproduksjon. De siste 52 ukene har den svenske kjernekraftproduksjonen vært 46,3 TWh, som er 13,0 TWh lavere enn foregående 52-ukersperiode. Nedgangen skyldes særlig at flere store kjernekraftverk ikke kom tilbake i drift til planlagt tid etter årlig vedlikeholdsstans i 2009. Også i den svenske vannkraftproduksjonen har det vært en reduksjon. De siste 52 ukene har produksjonen vært 64,8 TWh, noe som er 0,8 TWh lavere enn i foregående 52-ukersperiode. Som et resultat av denne reduksjonen har termisk kraftproduksjon i Sverige hatt en økning.

Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2007 – 2010, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.3.7 viser ukentlig produksjon fra svenske kjernekraftverk de siste fem årene. Kapasiteten er normalt sett relativt høy ved inngangen til sommermånedene. Kapasiteten går så noe ned om sommeren på grunn av vedlikeholdsarbeid, for så å øke igjen utover høsten når kraftverkene kommer tilbake i drift. Figuren viser at etter sommeren 2009 har produksjonskapasiteten forblitt lav. Dette skyldes forsinket oppstart etter revisjon samt tekniske problem som har ført til at anlegg er blitt tatt ut av drift. For eksempel skyldes utsatt idriftsettelse ved Ringhals 1 at den svenske Strålskyddsmyndigheten ikke godkjente anlegget etter den opprinnelige vedlikeholdsperioden.

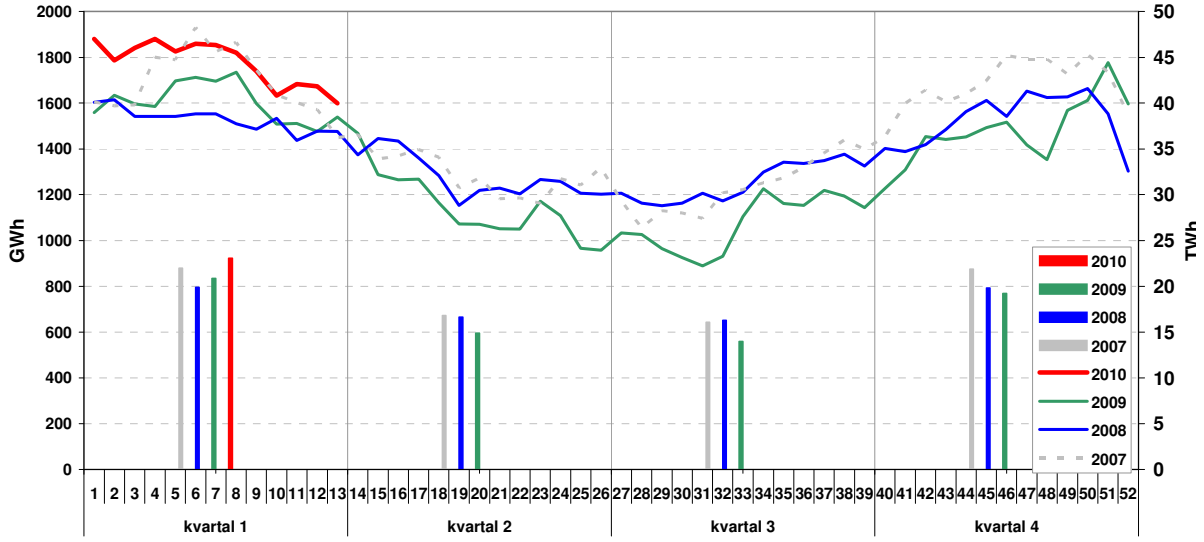
Figur 1.3.7 Ukentlig svensk kjernekraftproduksjon, GWh. Kilde: Svensk Energi



I årets første kvartal utgjorde den finske kraftproduksjonen 23,0 TWh, som er en økning på 2,2 TWh fra tilsvarende periode i fjor. Kjernekraftproduksjonen var uendret og vannkraftproduksjonen ble redusert med i overkant av 1 TWh. Det har imidlertid vært en markant økning i den termiske kraftproduksjonen, som i første kvartal 2010 var 14,2 TWh. Det er 3,2 TWh mer enn i tilsvarende kvartal i 2009. Høye kraftpriser som følge av tørt og kaldt vær, samt redusert svensk kjernekraftproduksjon, har bidratt til økningen i termisk kraftproduksjon.

De siste 52 ukene har det blitt produsert 71,2 TWh elektrisk kraft i Finland, som er en reduksjon på 1 TWh fra foregående 52-ukersperiode. I tilsvarende periode har den finske vannkraftproduksjonen vært 11,4 TWh, som er en reduksjon på 4,7 TWh fra foregående 52-ukersperiode. Dette har delvis vært kompensert for av økt termisk- og kjernekraftproduksjon. De siste 52 ukene ble det produsert 22,5 TWh kjernekraft i Finland, en økning på 0,5 TWh fra de foregående 52 ukene, mens den termiske kraftproduksjonen økte med knappe 1,4 TWh til 36,9 TWh i tilsvarende periode.

Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2007 – 2010, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot

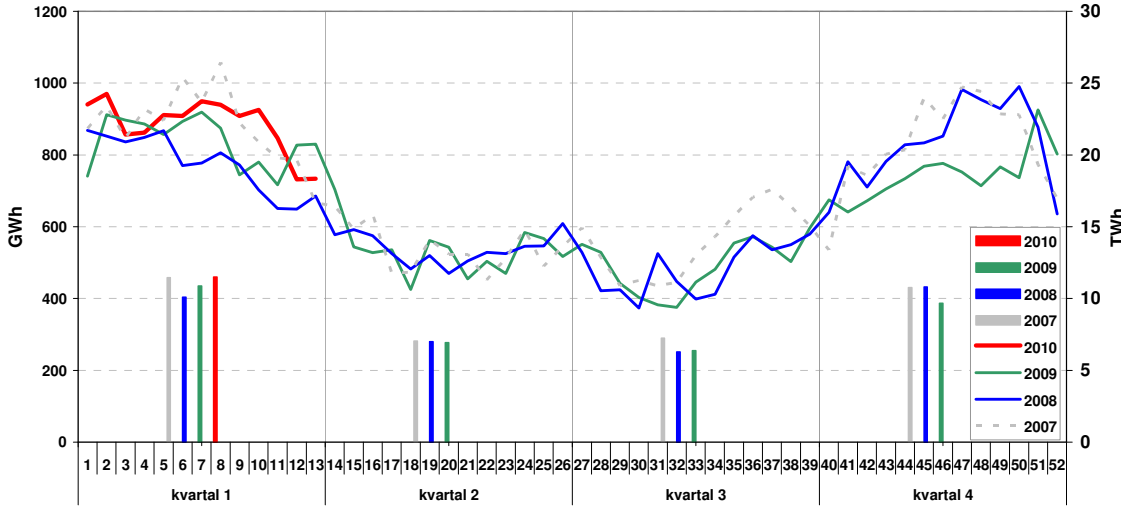


I Danmark ble det produsert 11,5 TWh i årets første kvartal, som er en økning på 0,6 TWh fra samme kvartal i fjor. Den danske vindkraftproduksjonen var 2,0 TWh i årets første kvartal, en økning på 0,4 TWh fra tilsvarende kvartal i fjor, mens den termiske kraftproduksjonen i samme periode var 9,5 TWh – en økning på 0,2 TWh fra tilsvarende kvartal i fjor.

De siste 52 ukene har det vært produsert 34,5 TWh elektrisk kraft i Danmark, som er det samme som de foregående 52 uker. Det ble produsert 7,1 TWh vindkraft i Danmark de siste 52 ukene, en økning på 2,3 TWh fra foregående 52-ukersperiode. Den termiske kraftproduksjonen var i tilsvarende periode 27,4 TWh, som er en reduksjon på 5,3 TWh fra foregående 52-ukersperiode.

I Danmark er termisk kraftproduksjon i stor grad et biprodukt av varmeproduksjon i kraftvarmeverk, og vil derfor svinge med behovet for oppvarming. Økt vindkraftproduksjon har også bidratt til å dempe etterspørselen etter dansk termisk kraftproduksjon.

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



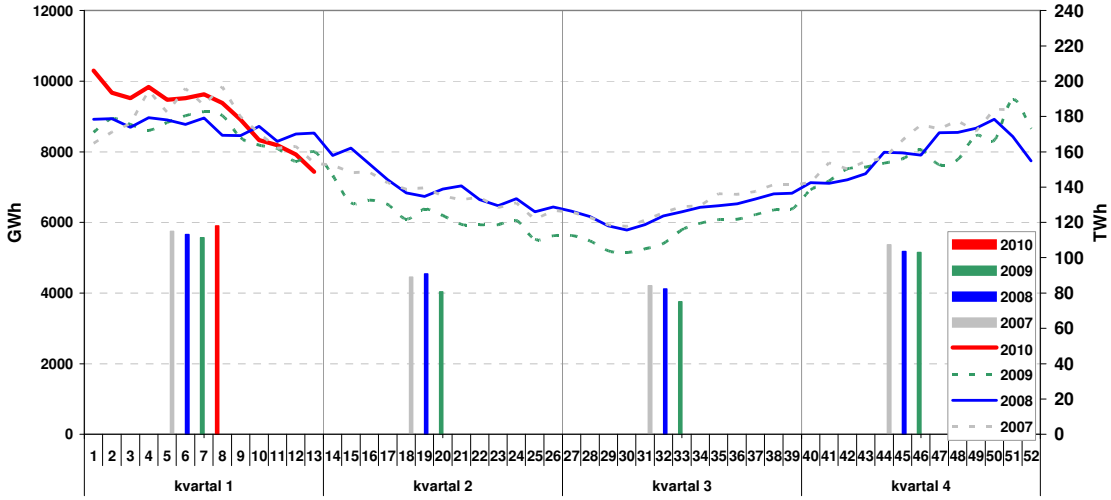
1.4 Forbruk

I første kvartal 2010 var det samlede nordiske kraftforbruket 118,2 TWh, noe som er en økning på 6,9 TWh fra samme kvartal i fjor. Ikke siden 2006 har forbruket vært så høyt i første kvartal. Det er særlig et vedvarende kaldt vær som har bidratt til det økte nordiske forbruket.

TWh	1.kv. 2010	Endring fra 1.kv. 2009	Siste 52 uker	Endring fra foregående 52 uker
Norge	40,2	6,2 %	126,1	-2,2 %
Sverige	43,4	6,3 %	138,0	-2,1 %
Finland	25,0	7,9 %	82,5	-1,4 %
Danmark	9,7	1,7 %	34,6	-2,9 %
Norden	118,2	6,3 %	381,2	-2,1 %

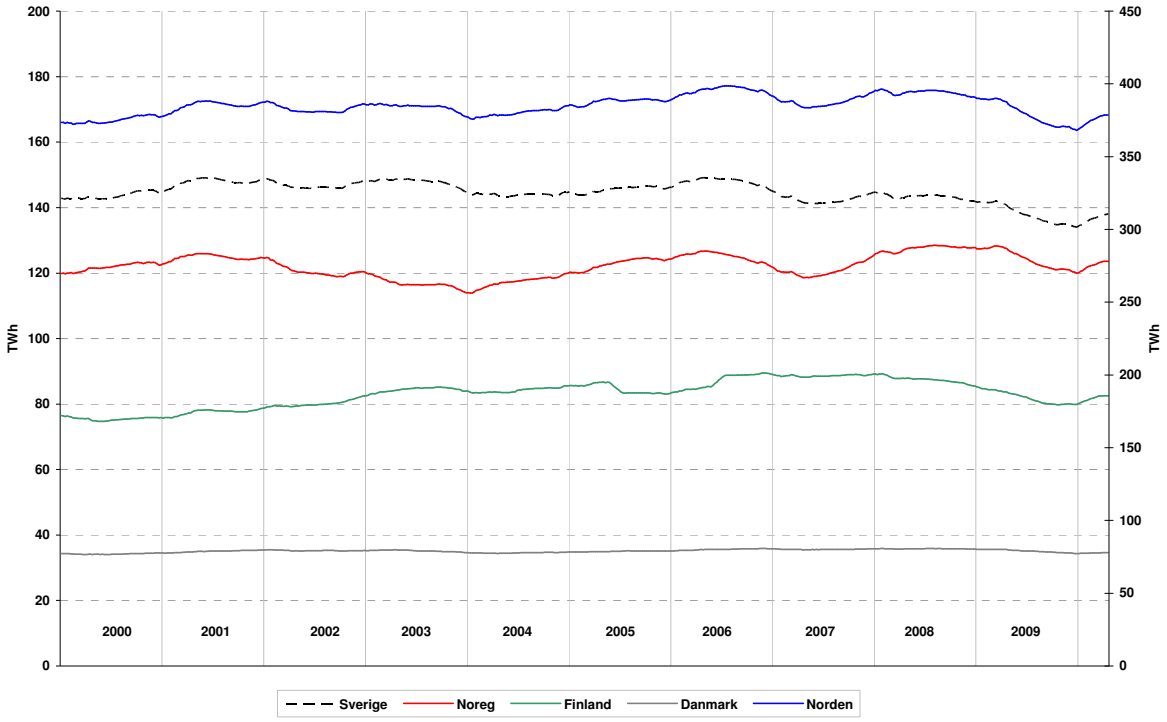
På tross av den siste tidens forbruksøkning har det nordiske kraftforbruket de siste 52 ukene vært 8,1 TWh lavere enn foregående 52-ukersperiode. Finanskrisen, som rammet verdensøkonomien mot slutten av tredje kvartal i 2008 og trakk i retning av lavere kraftforbruk, har vært en medvirkende faktor til denne nedgangen. Den siste tiden har imidlertid det nordiske kraftforbruket vist tegn til å ta seg opp igjen. Eksempelvis har det temperaturkorrigerte forbruket i Norge og Sverige økt med henholdsvis 0,7 og 0,3 TWh fra 1. kvartal i fjor til 1. kvartal i år.

Figur 1.4.1 Samlet nordisk kraftforbruk, 2007 – 2010, 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 stor andel av kraftforbruket i de nordiske landene til oppvarming, og det danske forbruket er derfor mindre temperaturavhengig. Lavere kraftetterspørsel som følge av finanskrisen vises på figuren som fallende forbruk i Norden fra fjerde kvartal 2008, en trend som den siste tiden har snudd.

Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2010, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse), TWh. Kilde: Nord Pool Spot

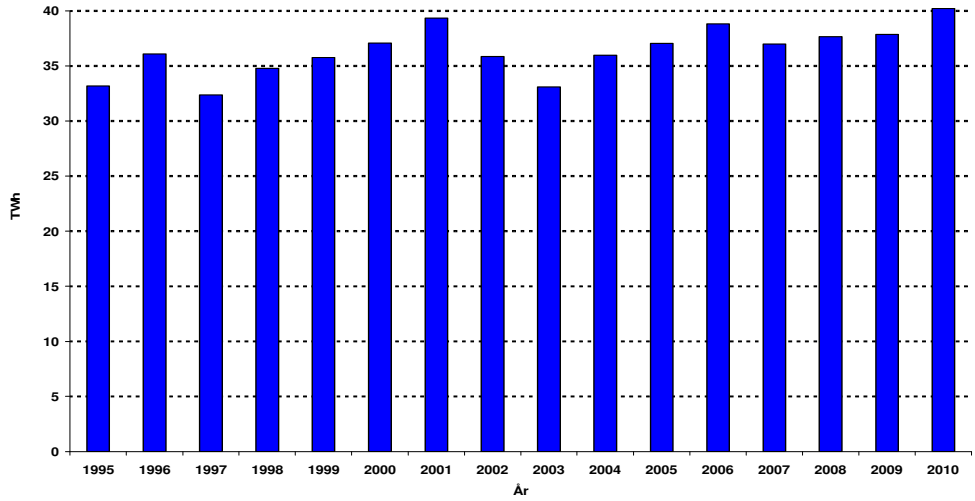


1.4.1 Norge - Rekordhøyt forbruk i første kvartal

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i første kvartal 40,2 TWh mot 37,9 TWh i samme kvartal i 2009. Det er en økning på 6,2 prosent. Forbruket i første kvartal i år er det høyeste noensinne, nesten 1 TWh høyere enn den tidligere rekorden fra 2001 på 39,3 TWh. Det høye forbruket har sammenheng med den uvanlig kalde vinteren 2009/2010.

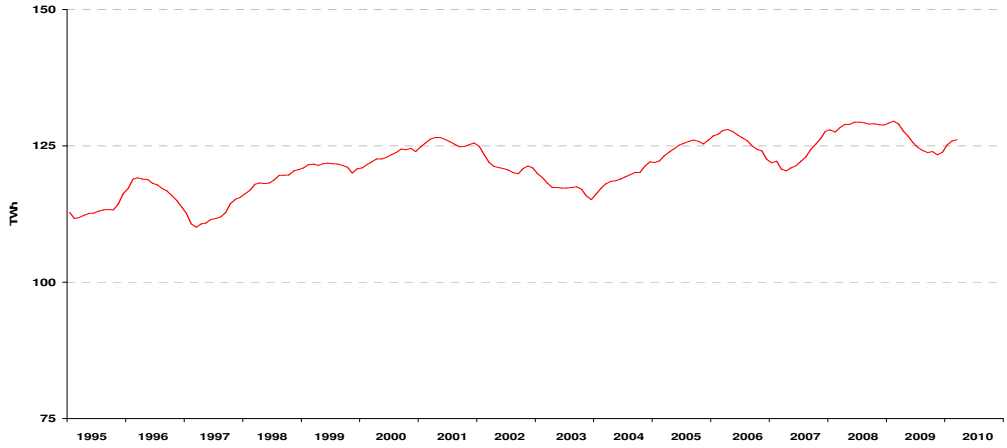
Kaldt vær i hele landet førte til et rekordhøyt norsk strømforbruk i årets første uke. Mellom klokka 09 og 10 onsdag 6. januar var forbruket 23 994 MWh. Dette er det høyeste strømforbruket noensinne i en time. Den forrige rekorden fra 5. februar 2001 var på 23054 MWh.

Figur 1.3.12 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i første kvartal for perioden 1995-2010, TWh. Kilde: NVE



De siste 12 månedene har elektrisitetsforbruket vært 126,1 TWh mot 129,0 TWh i samme periode ett år tidligere. Det er en nedgang på 2,2 prosent. Forbruket de siste 12 månedene er dermed nesten 3,5 TWh lavere enn det høyeste forbruket for en 12-månedersperiode (129,5 TWh) og ca 4,5 TWh mindre enn midlere årsproduksjon.

Figur 1.3.13 Innenlandsk elektrisitetsforbruk, sum for de siste 12-måneder, 1995-2010. TWh. Kilde: NVE



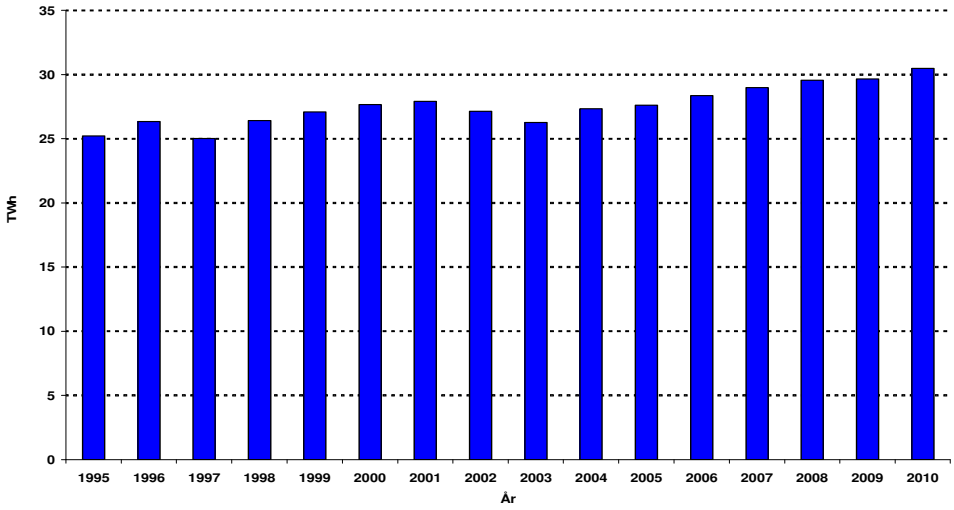
Fra april 2006 falt forbruket i 12 måneder. Fra mai 2007 fulgte en sammenhengende vekstperiode som flatet ut sommeren 2008. Deretter falt forbruket frem til desember 2009. Hovedårsaken til utflatingen og nedgangen i forbruket er kraftig redusert økonomisk aktivitet på grunn av fallet i verdensøkonomien. De siste månedene ser vi igjen vekst i forbruket noe som har sammenheng med den kalde vinteren i år.

Forbruket i alminnelig forsyning var 31,7 TWh i første kvartal i år mot 29,1 TWh i tilsvarende kvartal i 2009. Det er en økning på 9,0 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en økning på 3,4 prosent.

Første kvartal var atskillig kaldere enn samme kvartal 2009 og også betydelig kaldere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 30,5 TWh i

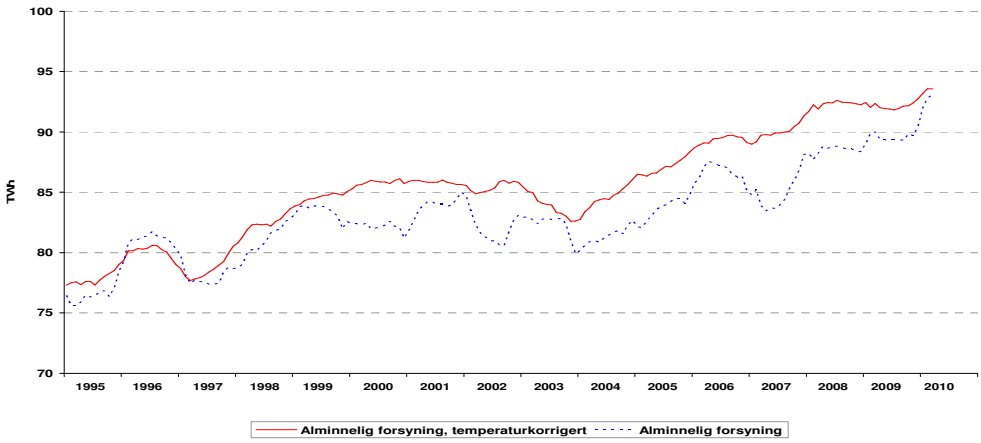
første kvartal mot 29,6 TWh i tilsvarende kvartal 2009, en økning på 2,8 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en økning på 1,3 prosent.

Figur 1.3.14 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, første kvartal 1995-2010. TWh. Kilde: NVE



Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i første kvartal stort sett har økt jevnt i hele perioden 2003-2010, bortsett fra 2009 hvor vi ser en utflating i forbruket. Utflatingen i 2009 kan ha sammenheng med lavere økonomisk vekst den siste tiden. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i første kvartal 2010 er det høyeste som er blitt registrert i dette kvartalet, noe høyere enn i samme kvartal i fjor.

Figur 1.3.15 Forbruk i alminnelig forsyning, med og uten temperaturkorrigering, sum for de siste 12-måneder, 1995-2010. TWh. Kilde: NVE



Figur 1.3.15 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning de siste 12 måneder er i ferd med å stige igjen etter en utflating fra august 2008 til november 2009.

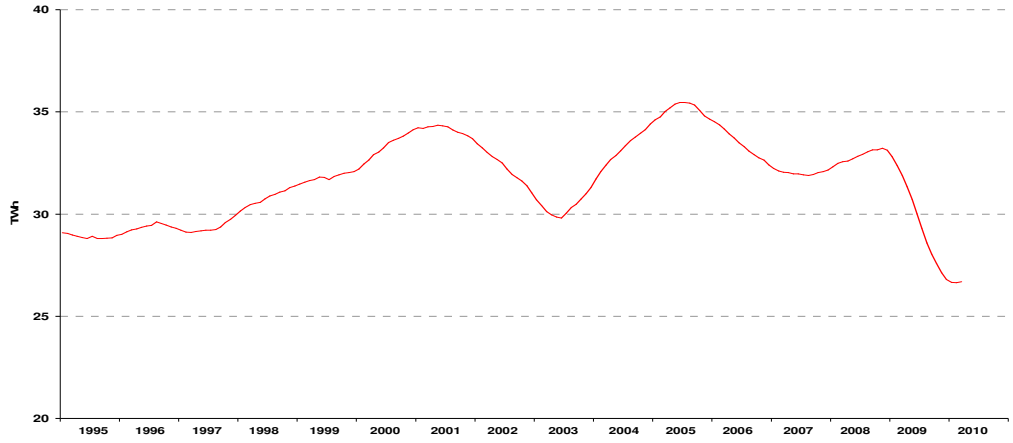
Kraftforbruket i kraftintensiv industri har siden høsten 2005 falt på grunn av blant annet redusert aktivitet og nedleggelser for deler av industrien. Årsaken til dette er høye kraftpriser og lave produktpriser. Fra høsten 2007 er det igjen økning i denne forbrukssektoren, mens vi i 2009

ser enn sterk nedgang. En viktig forklaring på nedgangen finner vi i lave produktpriser grunnet det kraftige fallet i verdensøkonomien. I 2010 ser vi en utflating i forbruket.

Forbruket i kraftintensiv industri var i første kvartal 1,7 prosent lavere enn i samme periode i 2009.

De siste 12 månedene har forbruket i kraftintensiv industri vært 26,7 TWh referert kraftstasjon. Det er en nedgang på 16,3 prosent fra samme periode ett år før.

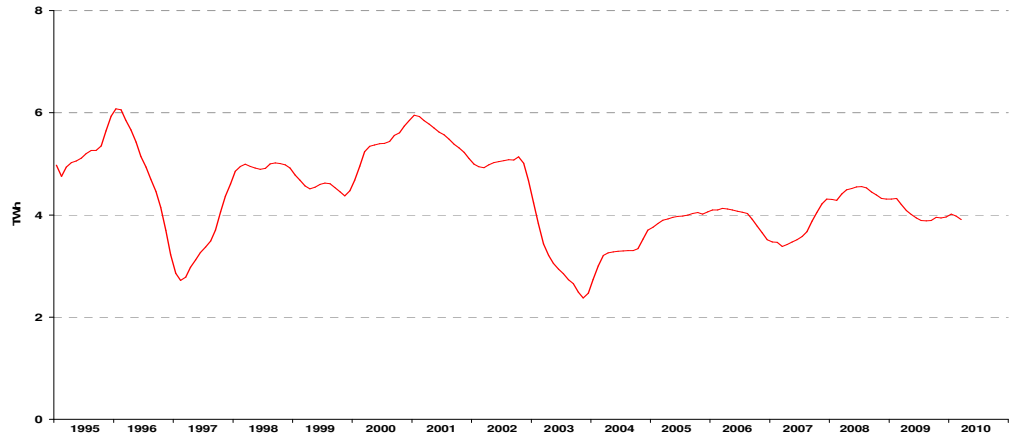
Figur 1.3.16 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12-måneder, 1995-2010. TWh. Kilde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i første kvartal 4,1 prosent lavere enn i tilsvarende periode i 2009. De siste 12 månedene har forbruket vært 3,9 TWh som er 7,1 prosent lavere enn i samme periode ett år tidligere. 12-månedersforbruket er om lag 65 prosent av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

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

Figur 1.3.17 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for de siste 12 månedene, 1995-2010. TWh. Kilde: NVE

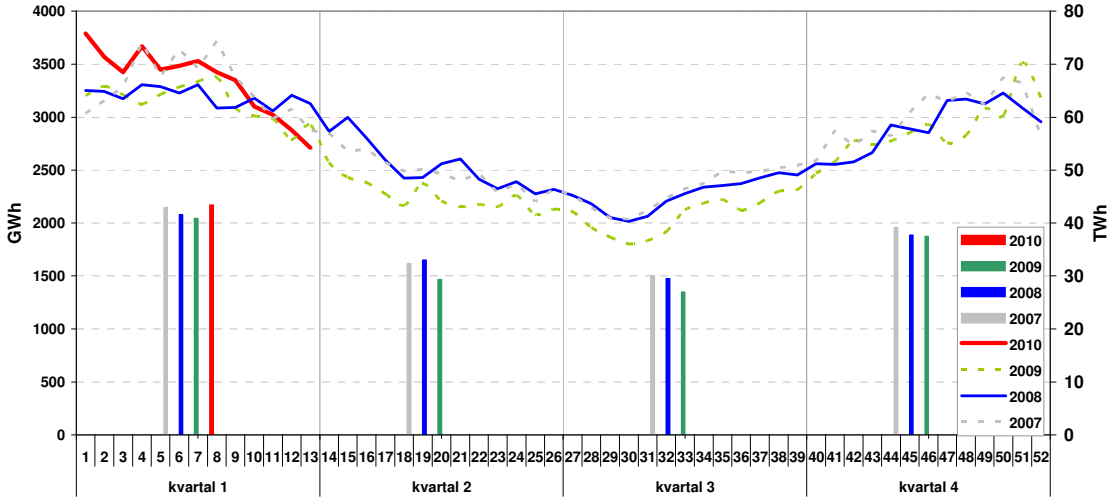


Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1995-2010 er fra rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å kreve en høyere kraftpris for å koble ut enn det som er observert i samme periode.

1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene

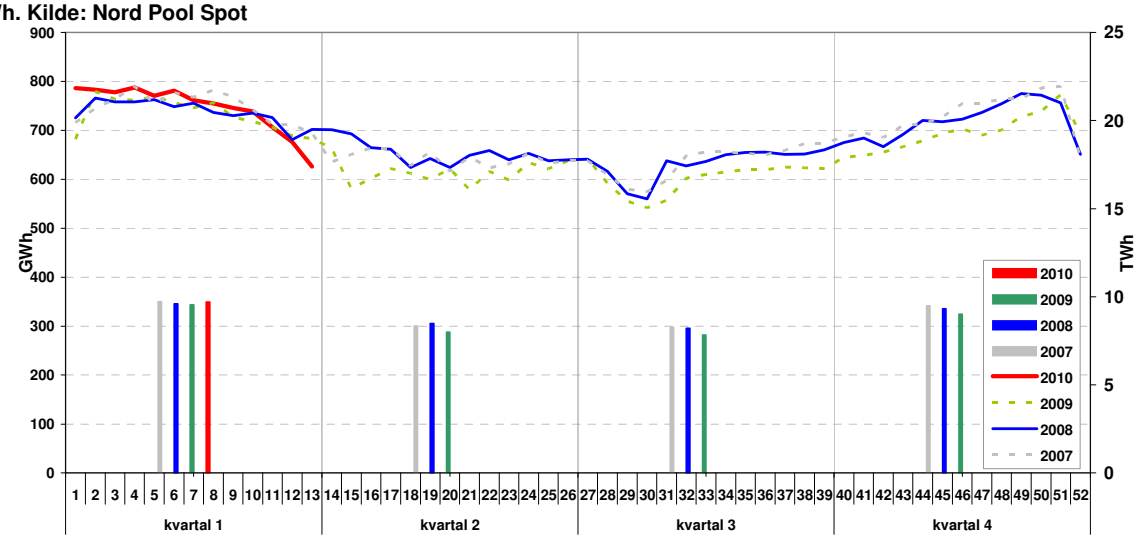
Det svenske kraftforbruket var 43,4 TWh i første kvartal, noe som er 2,6 TWh høyere enn i samme kvartal i fjor. Korrigert for temperaturer var økningen 0,3 TWh, i følge Svensk Energis temperaturkorrigerte forbrukstall. Det svenske kraftforbruket har de siste 52 ukene vært 138,0 TWh, som er 3,0 TWh lavere enn foregående 52-ukersperiode.

Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2007 – 2010, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Kraftforbruket i Danmark var 9,7 TWh i første kvartal i år. Det er 0,2 TWh høyere enn i første kvartal i fjor. De siste 52 ukene har det danske kraftforbruket vært 34,6 TWh, som er en nedgang på 1,0 TWh sammenlignet med foregående 52-ukersperiode.

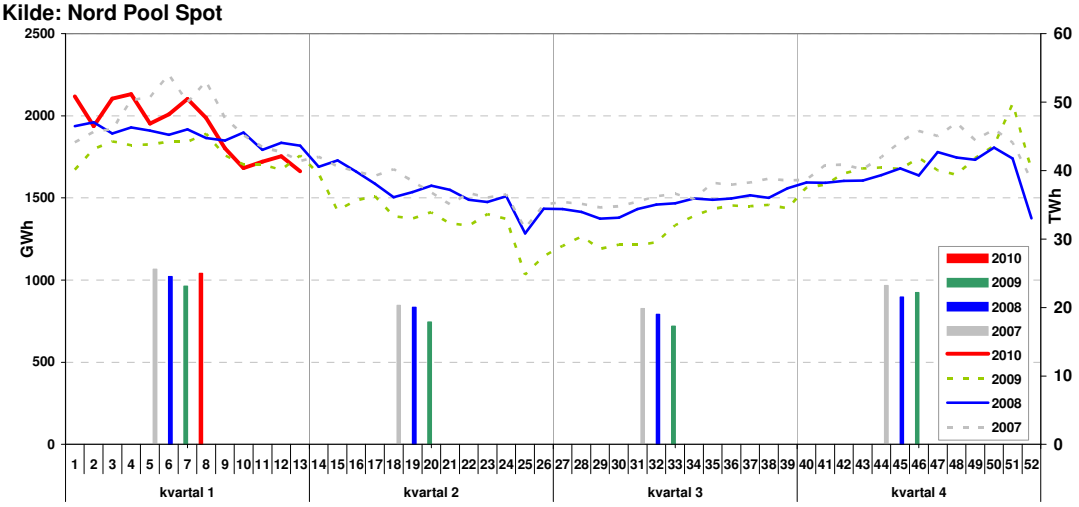
Figur 1.4.10 Dansk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Det finske kraftforbruket var 25,0 TWh i årets første kvartal, noe som er 1,9 TWh mer enn i samme periode i fjor. Også her har lavere temperaturer trukket i retning av høyere forbruk. De

siste 52 ukene har det finske kraftforbruket vært 82,5 TWh, noe som er 1,2 TWh mindre enn i foregående 52-ukersperiode.

Figur 1.4.11 Finsk forbruk, 2007 – 2010, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.5 Andre energibærere i Norge

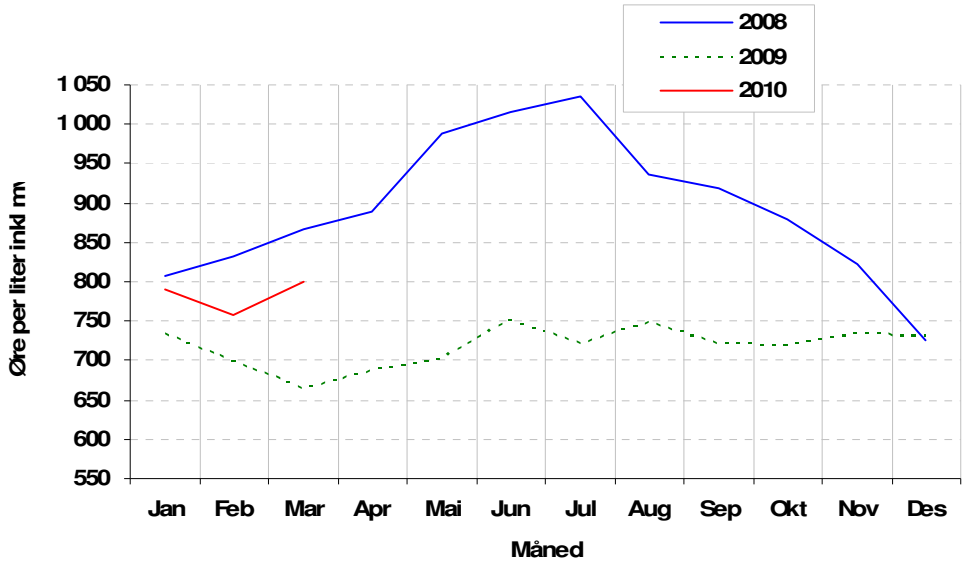
I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energibærere til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har økende utbredelse. For andre energibærere enn elektrisitet foreligger ikke offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salgstall for petroleumsprodukter kan benyttes som en 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.

Gjennomsnittspris[2] på lett fyringsolje har i første kvartal 2010 vært rundt 12 prosent høyere enn for tilsvarende periode i fjor. Grafen under viser at prisen holdt seg relativt stabilt i 2009, før den steg ved inngangen av 2010

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

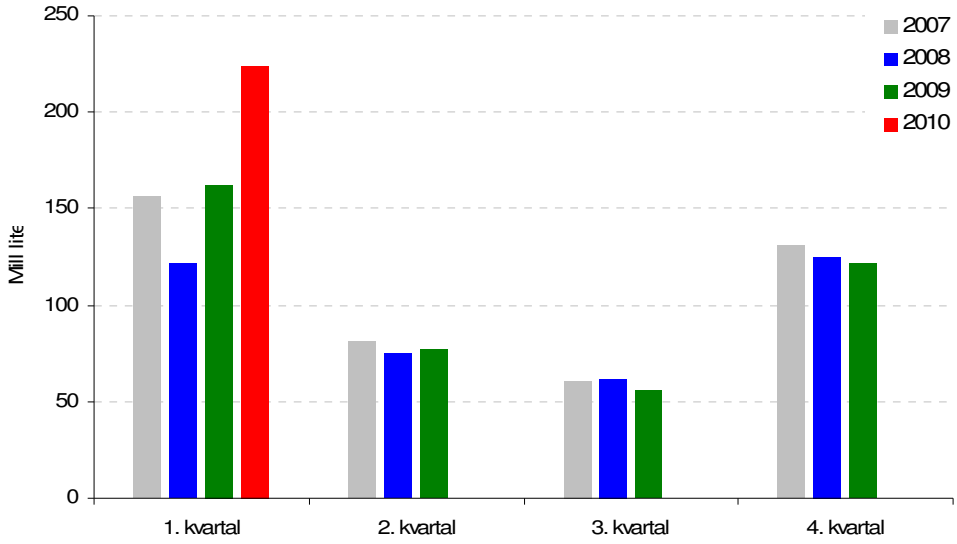


[2] Prisene er beregnet ut fra SSBs komsumprisindeks. For fyringsolje er det levering av olje med standard kvalitet fra oljeselskapene til fem ulike steder i Norge som samles inn. Prisene er medregnet dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittlig rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av disse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

Figuren under viser at det i første kvartal 2010 ble solgt 205 millioner liter lett fyringsolje til de aktuelle sektorene (industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v., og offentlig virksomhet). Dette er en økning på hele 38 prosent fra første kvartal 2009, og 83 prosent fra første kvartal 2008. Økningen av salget skjedde innenfor boliger, næringsbygg og offentlig virksomhet.

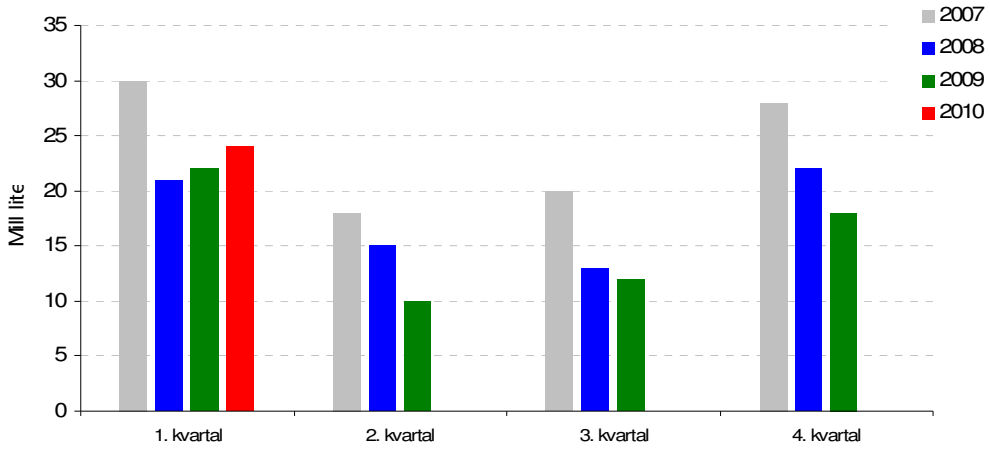
Denne økningen kommer etter en periode med nedadgående trend, og har trolig sammenheng med en særs kald vinter i store deler av landet, med 2,9 og 3,6 grader under normalen i januar og februar. I tillegg var elektrisitetsprisene i samme periode relativt høye i forhold til prisene på fyringsolje.

Figur 1.5.2 Kvartalsvis salg av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet, 2007-2010. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I første kvartal 2010 ble det solgt 24 millioner liter fyringsparafin mot 22 millioner liter i første kvartal 2009, og 21 millioner i første kvartal 2008. Det er en økning på 9 prosent i forhold til tilsvarende kvartal i fjor. Økningen i salget kan sees i sammenheng med den kalde vinteren i hele landet.

Figur 1.5.3 Kvartalsvis salg av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet, 2007-2010. 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 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 utvikling salg 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.

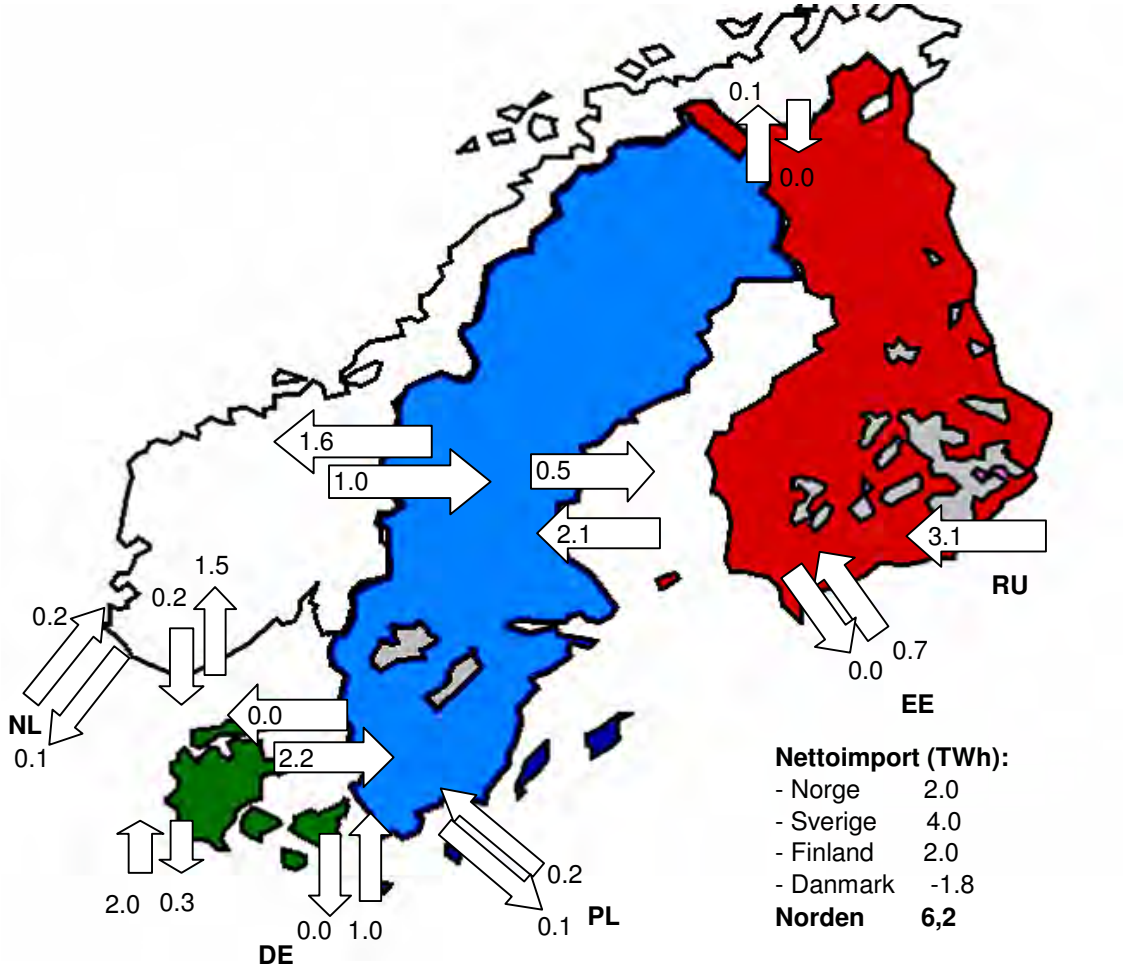
1.6 Kraftutveksling

Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	1.kv. 2010	1.kv. 2009	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	2,0	-0,9	-6,2	-12,2
Sverige	4,0	0,3	7,9	1,1
Finland	2,0	2,3	11,3	10,2
Danmark	-1,8	-1,4	0,1	0,6
Norden	6,2	0,4	13,1	-0,3

Det var rekordhøy nordisk nettoimport i første kvartal i år. Totalt utgjorde den nordiske nettoimporten 6,2 TWh i første kvartal. Det er 6,9 TWh mer enn i samme kvartal i fjor. Høyt forbruk som følge av vedvarende kaldt vær, lite tilsig til de nordiske vannmagasinene samt lav svensk kjernekraftproduksjon forklarer den høye nordiske nettoimporten. Danmark var det eneste landet med nettoeksport i første kvartal. Det var først og fremst kraftflyt fra Jylland til Sverige og Sør-Norge som bidro til den dansk nettoeksporten. Sverige hadde høyest nettoimport av de øvrige nordiske landene.

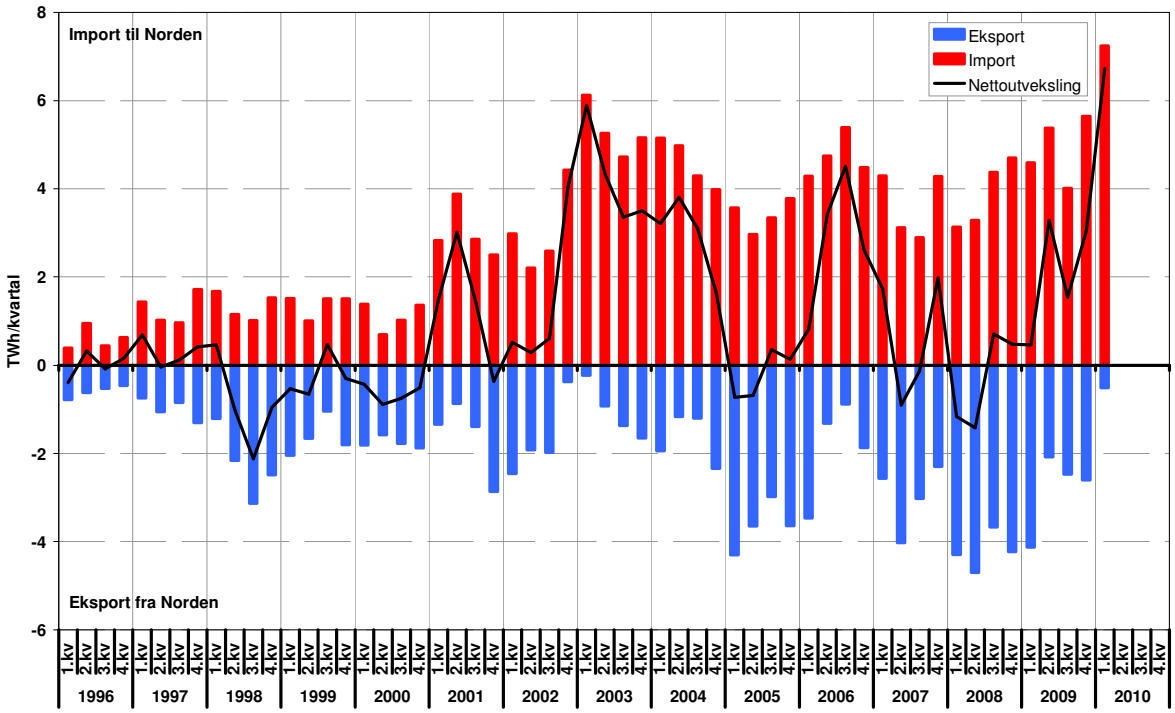
Det har vært nordisk nettoimport i samtlige av de fire siste kvartalene. Totalt var den nordiske nettoimporten 13,1 TWh i de siste 52 ukene. I foregående 52-ukersperiode var det en knapp nordisk nettoeksport.

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



De nordiske landene importerte mer enn de eksporterte på samtlige av overføringsforbindelsene til kontinentet og Øst-Europa. Den svenske og danske nettoimporten fra Tyskland utgjorde til sammen 1,8 TWh i første kvartal. Sverige hadde ensidig import i hele kvartalet. I tilsvarende kvartal i fjor var det 2,2 TWh nordisk nettoeksport til Tyskland. NorNed-kabelen gikk ut av drift 27. januar på grunn av en teknisk feil. I de fire første ukene i år var det 1 TWh norsk nettoimport fra Nederland. Det var til sammen 3,8 TWh finsk nettoimport fra Russland og Estland. Det er 0,1 TWh mer enn i samme kvartal i fjor. Det er normalt stabil høy utnyttelse av kapasiteten på overføringsforbindelsen fra Russland til Finland.

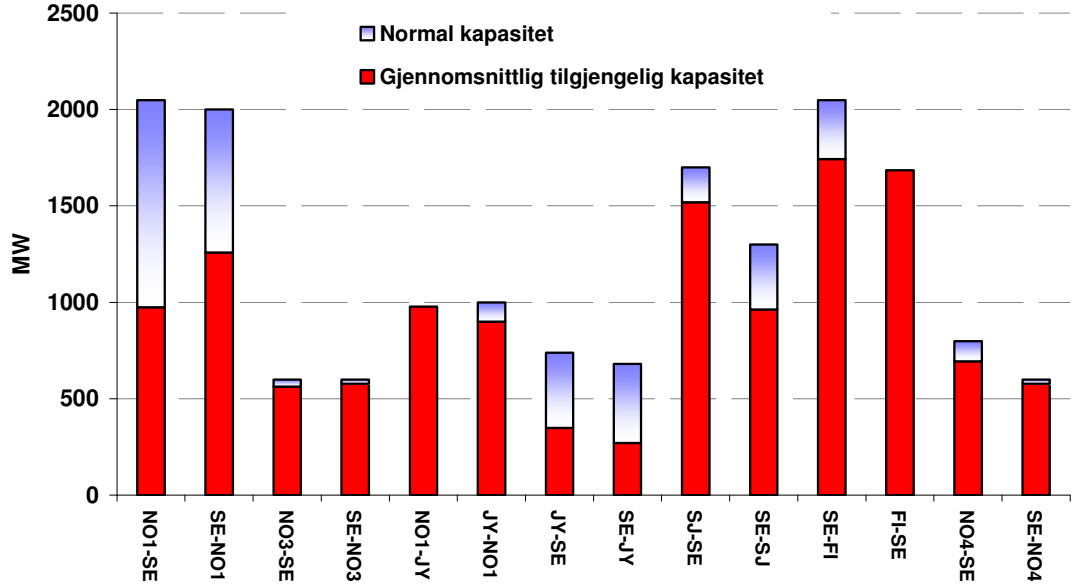
Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport, 1995-2009. TWh. Kilde: Nord Pool



Det kalde været har ført til høy last i enkelte områder og presset i overføringsnettet internt i markedsområdene har i perioder ført til at overføringskapasiteten mellom markedsområder er blitt redusert. Fra Sør-Norge til Sverige var det redusert kapasitet det meste av første kvartal. Det var bare i uke 13 at det var enkelte timer hvor all overføringskapasitet var tilgjengelig. Hvor mye som blir gitt i overføringskapasitet avhenger av forventet last i Oslo-området. I uke 1 og 2 var kapasiteten fra Sør-Norge til Sverige satt til null i flere timer om dagen som følge av nettbegrensinger i internt i Sør-Norge. Når været er kaldt og det er høyt forbruk av strøm i Oslo regionen oppstår det flaskehalser fra vest i Sør-Norge og inn til Oslo-området. Disse interne flaskehalsene håndteres ved at Statnett reduserer den tilgjengelige handelskapasiteten mot Sverige. Det var også reduksjoner i kapasiteten fra Sverige til Sør-Norge som følge av interne begrensninger i det svenske nettet. Dette førte igjen til reduksjoner i overføringskapasiteten fra Sverige til Sjælland.

Det har også vært betydelig lavere overføringskapasitet enn normalt mellom Jylland og Sverige. Feil på Kontiskan-kabelen, har ført til mer enn halvert overføringskapasitet mellom disse to områdene i første kvartal.

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

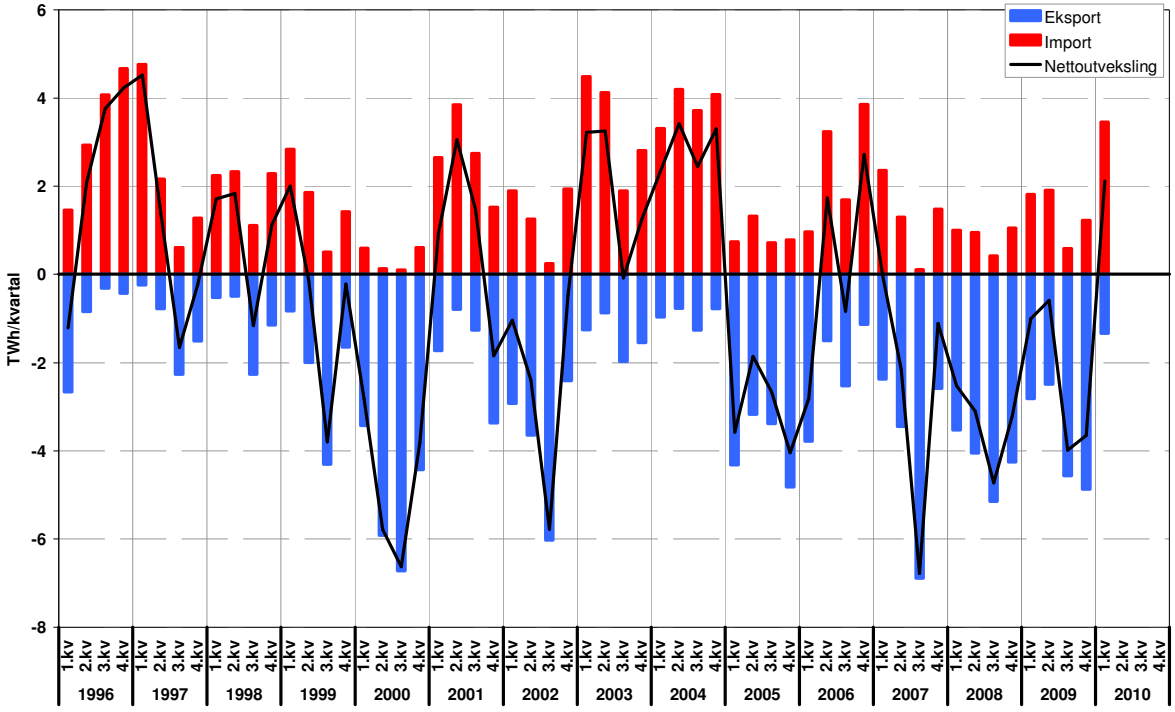


Norge

Det var 2,0 TWh norsk nettoimport i første kvartal i år. Det er første kvartal med norsk nettoimport siden fjerde kvartal 2006. Det var norsk nettoimport fra alle landene vi har forbindelser til. Det var størst norsk nettoimport fra Danmark. Den samlede norske nettoimporten fra Danmark utgjorde 1,3 TWh. Etter hvert som den norske magasinfyllingen beveget seg godt under medianen, økte den norske importen fra Danmark. I andre halvdel av kvartalet var det nær ensidig norsk import fra Danmark.

Den samla norske nettoimporten fra Sverige utgjorde 0,6 TWh. Fra Sør-Norge til Sverige var det norsk nettoeksport i første halvdel av kvartalet, mens det var norsk nettoimport i andre halvdel av kvartalet. Variasjonen i overføringskapasiteten mellom Sør-Norge og Sverige hadde stor innvirkning på utvekslingen. Midt-Norge nettoimporterte kraft fra Sverige i alle kvartalets uker. Fra Nord-Norge var det nettoeksport til Sverige.

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



Andre nordiske land

Sverige hadde den høyeste nettoimporten av de nordiske landene med 4,0 TWh. Det er 3,7 TWh mer enn i samme kvartal i fjor. De siste 52 ukene har den svenske nettoimporten vært 6,8 TWh høyere enn i tilsvarende periode året før. Det er først og fremst de to siste kvartalene som har bidratt til økningen i nettoimporten. Tekniske feil og forsinket oppstart av svenske kjernekraftverk etter revisjonsperiodene sist sommer har hatt stor betydning for den svenske importen sammen med høyt forbruk som følge av kaldt vær.

Det var nær ensidig svensk import fra Danmark i samtlige uker siste kvartal. Det var svensk nettoimport fra Finland i samtlige av kvartalets uker. De siste fem ukene av kvartalet var det svensk import fra Finland i samtlige timer. Det var 0,1 TWh svensk nettoimport fra Polen siste kvartal. I samme kvartal året før var det 0,3 TWh svensk nettoeksport til Polen.

Den samlede finske nettoimporten utgjorde 2,0 TWh siste kvartal. I motsetning til i Norge og Svergie er det mindre enn for ett år siden. Det skyldes økt eksport til Sverige. Den finske importen fra Russland var 3,1 TWh. Det er like mye som for ett år siden. Den finske importen fra Estland var 0,1 TWh høyere enn i samme kvartal året før, mens den finske nettoeksporten til Sverige økte med 0,7 TWh sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor.

Danmark var eneste land i Norden med nettoeksport. Samlet var den danske nettoeksporten 1,8 TWh. Det er 0,4 TWh mer enn samme kvartal i fjor. Jylland hadde det laveste prisnivået i Norden og eksporterte både til Sverige og Norge. Den danske importen fra Tyskland utgjorde 1,7 TWh. I tilsvarende kvartal i fjor var det 2,1 TWh dansk nettoeksport til Tyskland.

1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.7.1 Spotmarkedet

Elspotpriser kr/MWh	1. kv. 2010	Endring fra 1.kv. 2009	Endring fra 4.kv. 2009	Siste 12 mnd.	Endring fra foregående 12 mnd.
Øst-Norge (NO1)	508	48 %	74 %	339	0 %
Sørvest-Norge (NO2)	428	25 %	47 %	318	-6 %
Midt-Norge (NO3)	601	73 %	87 %	377	-12 %
Nord-Norge (NO4)	584	68 %	82 %	373	-11 %
Vest-Norge (NO5)	429	25 %	47 %	318	-6 %
Sverige	583	68 %	75 %	385	-10 %
Finland	571	65 %	71 %	383	-10 %
Jylland (DK1)	347	-1 %	13 %	316	-31 %
Sjælland (DK2)	574	56 %	47 %	404	-15 %
Tyskland (EEX)	334	-22 %	6 %	318	-6 %

Spotprisene i det nordiske markedet økte betydelig fra fjerde kvartal 2009 til første kvartal 2010. Årets første kvartal var preget av kaldt vær, tilsig under normalt og lav svensk kjernekraftproduksjon. Disse forholdene bidro til relativt høye priser i Norden gjennom hele kvartalet. Nær full utnyttelse av produksjonsapparatet i Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland ga svært høye priser i enkelte timer.

Ved inngangen til 2010 var Norge delt inn i tre markedsområder: Sør-Noreg (NO1), Midt-Noreg (NO2) og Nord-Norge (NO3). Fra 11. januar til 14. mars var Norge delt inn i fire områder. For å bedre flyten i nettet ble Sør-Norge delt i to, Sørøst- og Sørvest-Norge. Mandag 15. mars ble det ytterligere opprettet et nytt elspotområde. Deler av Vestlandet ble skilt ut som eget markedsområde for å sikre at linjene inn til området ble utnyttet best mulig. Statnett vurderte situasjonen som stram da det var svært lite vann i magasinene i området som følge av en tørr og kald vinter. De fem nye områdene ble Øst- (NO1), Sørvest- (NO2), Midt- (NO3), Nord- (NO4) og Vest-Norge (NO5). Tabellen over viser priser for fem norske markedsområder. Her vil priser som var gjeldene i de aktuelle tidsrommene være regnet med – for eksempel vil prisen for Vest-Norge (NO5) være den samme som prisen i Øst-Norge (NO1) i starten av kvartalet.

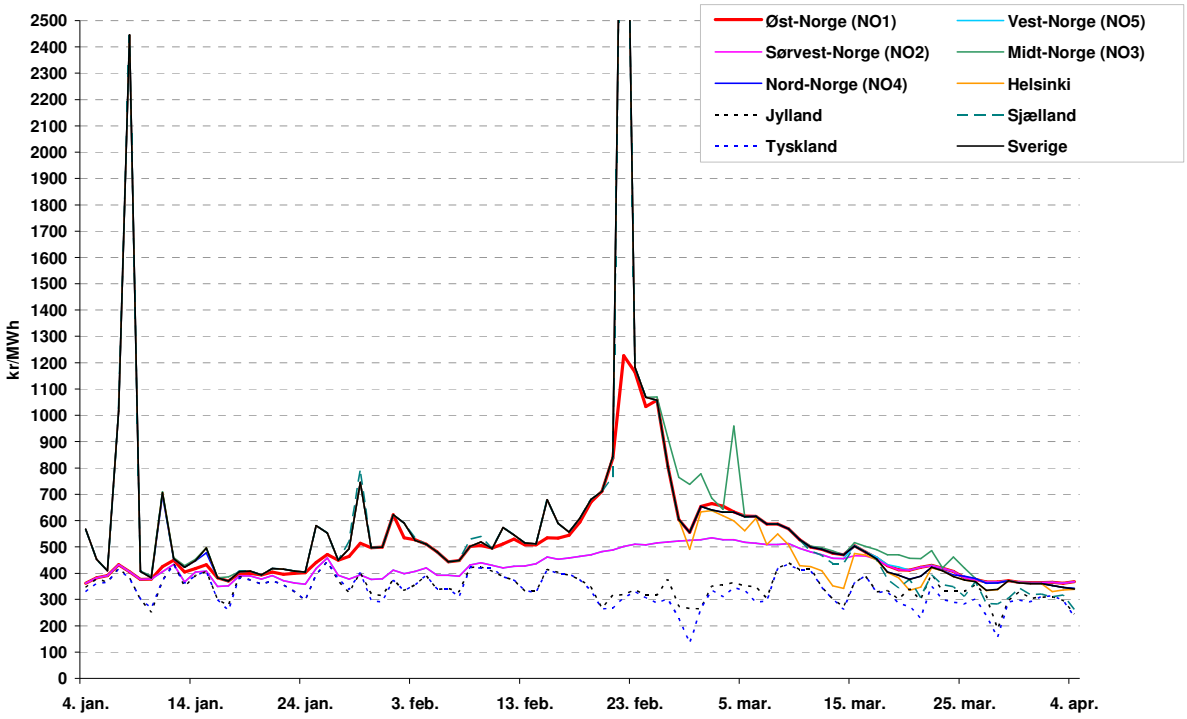
Vi ser i tabellen at snittprisene for kvartalet har økt kraftig fra fjerde kvartal 2009 til første kvartal 2010 i alle de norske markedsområdene. Midt- og Nord-Norge opplevde en prisøkning på hele 87 og 82 prosent. Snittprisen for kvartalet var 601 og 584 kr/MWh i disse to områdene. Øst-, Sørvest- og Vest-Norge hadde snittpriser på 508, 428 og 429 kr/MWh. Av disse tre områdene hadde Øst-Norge størst prisøkning fra kvartalet før med 74 prosent.

Prisøkningen fra siste kvartal i 2009 til det første i 2010 var også stor i resten Norden. Sverige, Finland og Sjælland hadde gjennomsnittlige priser på 583, 571 og 574 kr/MWh. Med en snittpris på 347 kr/MWh, hadde Jylland lavest pris i første kvartal. Prisen i dette markedsområdet fulgte i større grad utviklingen i det tyske markedet, som hadde snittpriser godt under det nordiske prisnivået.

På den tyske kraftbørsen European Energy Exchange (EEX) var snittprisen i første kvartal 334 kr/MWh, en økning på 6 prosent fra kvartalet før. Til sammenligning var den tyske kraftprisene 22 prosent lavere i første kvartal 2009.

Figur 1.7.1 viser døgnsnittet for de nordiske markedsområdene for kraft og døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX. Fredag 8. januar var døgnsnittet i områdene Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland 2 kr/kWh. Fra time 8 til 10 denne dagen var prisen 8 kr/kWh. Mandag 22. februar var døgnsnittet i disse områdene hele 4 kr/kWh. Prisen i time 8, 9 og 10 var 11 kr/kWh i de fem markedsområdene. I tillegg hadde denne dagen fire timer med 8 kr/kWh. Det var betydelige reduksjoner i tilgjengelig importkapasitet til høyprisområdene i alle disse timene. Produksjonen var helt oppunder kapasitetsskranken for områdene samlet, inkludert import fra omkringliggende områder. I tillegg var det kaldt og etterspørselen i elspotområdet viste seg å være lite fleksibel.

Figur 1.7.1.7.1 Spotpriser i første kvartal 2010, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og EEX



Figur 1.7.1 viser oss flere døgnlige pristopper gjennom første kvartal. Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland hadde stort sett sammenfallende priser. Vi ser i figuren at gjennomsnittsprisen i Midt-Norge var noe høyere enn i de fire andre nevnte markedsområdene fra slutten av februar til begynnelsen av mars. Kraftprisen i Finland ble noe lavere i slutten av februar som følge av lavere kraftforbruk. Årsaken var streik i den finske papirindustrien.

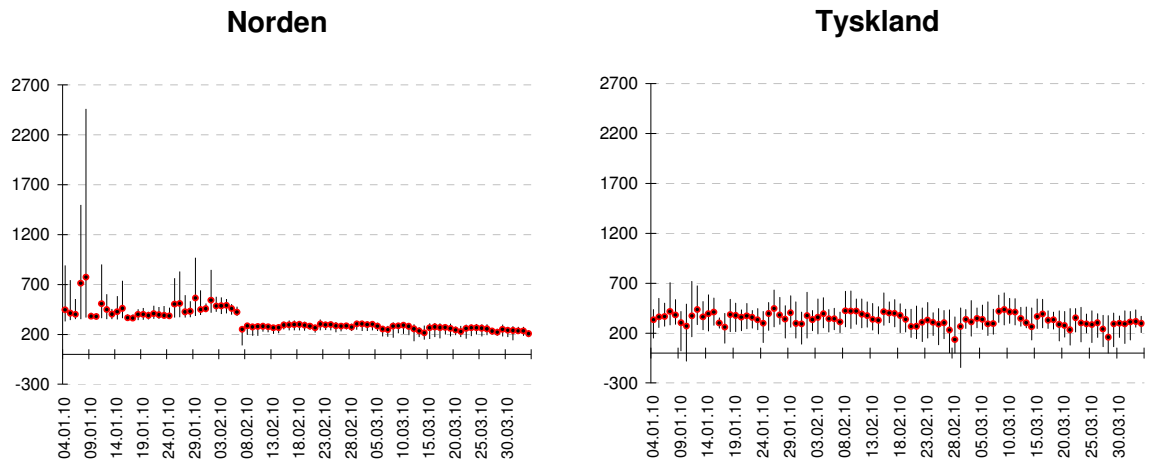
Gjennom kvartalet hadde Øst- og Sørvest-Norge (NO1 og NO2) lavere døgnpriser enn de andre norske områdene. Spotprisen var helt klart lavest i Sørvest-Norge. Fram til 15. mars var Bergensområdet en del av Sørvest-Norge. Selv med knapphet i Bergensområdet hadde Sørvest-Norge de laveste spotprisene av de norske områdene. De relativt lave kraftprisene ga ingen

grunn til å redusere forbruket. Den 15. mars ble Vest-Norge (NO5) opprettet, og Bergensområdet ble en del av det nye markedsområdet. Det nye markedsområdet hadde noe høyere priser enn Sørvest-Norge i den første uka etter opprettelsen, for så å ha tilnærmet like priser. Varmere vær og lavere forbruk bidro til at de nordiske kraftprisene gikk noe ned mot slutten av kvartalet.

Den nordiske kraftproduksjonen er dominert av vannkraft. Denne produksjonen er billig å regulere, og følger derfor i høy grad forbruket. Figur 1.7.2 viser imidlertid at den nordiske systemprisen hadde relativ stor døgnvariasjon i første del av første kvartal 2010. Differansen på høyeste og laveste pris gjennom døgnet var størst fredag 8. januar med 2 kr/kWh.

Den tyske kraftprisen på EEX viste regelmessig stor variasjon gjennom døgnet. I det tyske kraftmarkedet dominerer termisk produksjon, men det er også et betydelig innslag av vindkraft. I et slikt system vil prisene variere mer over døgnet enn i Norden. Prisene er typisk høyere på dagtid når etterspørselen er høy og lavere om natten når etterspørselen er lav. Prisforskjellene mellom dag og natt forsterker seg dersom det blåser om natten og ikke om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høy når etterspørselen er lav og omvendt.

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



Tabell 1.7.1 viser omfanget av prisforskjeller mellom markedsområdene på Nord Pool samt EEX i første kvartel. Vi ser for eksempel at Sørvest-Norge (NO2) hadde lavere pris enn Øst-Norge (NO1) i 65,5 prosent av timene i årets første kvartal.

Tabell 1.7.1 Andel av timene i første kvartal 2010 med prisforskjeller mellom prisområdene. Kilde: Nord Pool

1. kvartal 2010		Lavest elspot-pris									
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
Høyest elspot-pris	NO1		65.5 %	9.7 %	15.8 %	62.1 %	16.1 %	27.0 %	87.7 %	18.4 %	91.7 %
	NO2	0.0 %		7.3 %	12.6 %	0.0 %	13.0 %	21.2 %	72.4 %	15.5 %	80.8 %
	NO3	37.8 %	84.4 %		21.1 %	83.4 %	23.3 %	33.1 %	95.2 %	28.6 %	96.1 %
	NO4	19.3 %	75.5 %	0.0 %		72.6 %	4.4 %	19.2 %	93.4 %	11.4 %	95.6 %
	NO5	3.4 %	6.6 %	7.5 %	14.3 %		14.8 %	22.2 %	73.9 %	17.2 %	81.3 %
	Sverige	17.9 %	74.5 %	0.0 %	0.6 %	71.2 %		15.1 %	92.6 %	9.2 %	95.7 %
	Finland	17.9 %	69.4 %	0.0 %	0.6 %	66.4 %	0.0 %		89.9 %	7.6 %	93.4 %
	Jylland	4.0 %	10.0 %	1.0 %	1.3 %	9.8 %	1.1 %	4.6 %		3.7 %	66.9 %
	Sjælland	18.2 %	73.9 %	1.2 %	1.8 %	70.6 %	1.3 %	15.1 %	88.1 %		94.3 %
	EEX	8.3 %	19.2 %	3.9 %	4.4 %	18.7 %	4.3 %	6.6 %	32.9 %	5.7 %	

1.7.2 Terminmarkedet

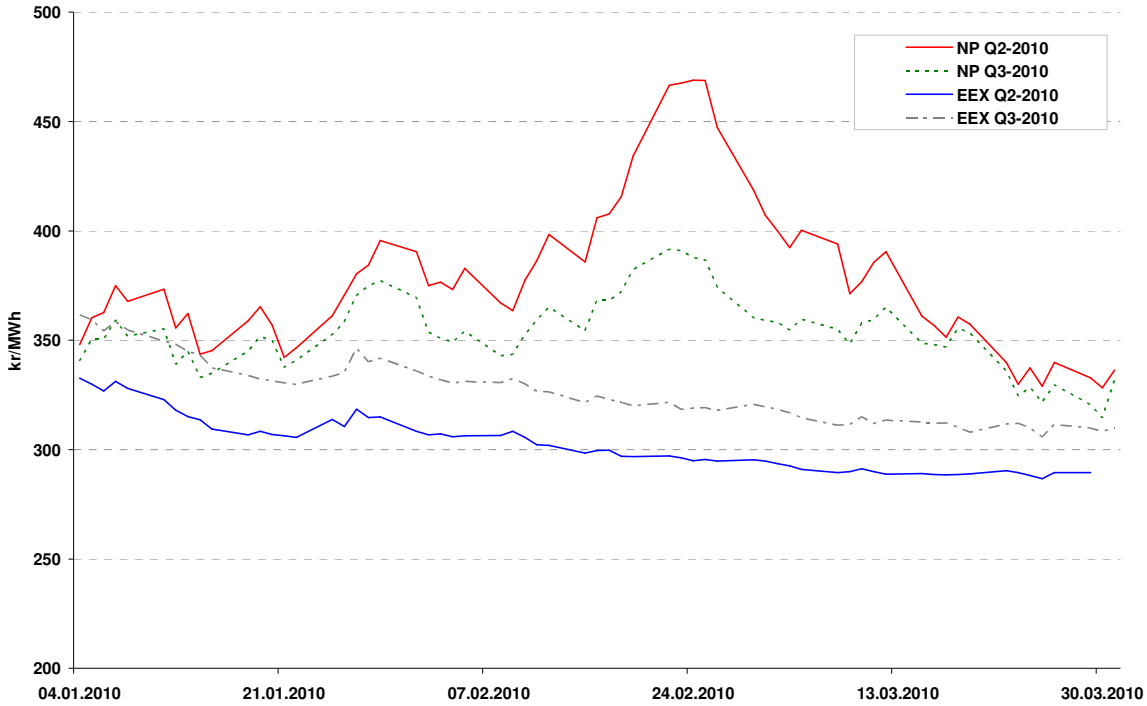
Prisen på en terminkontrakt ved Nord Pool med levering i andre og tredje kvartal 2010 gikk ned gjennom første kvartal 2010. Ved starten av kvartalet kunne kontrakten for andre kvartal 2010 handles for 348 kr/MWh, mens kontrakten for tredje kvartal ble handlet for 341 kr/MWh. Prisen på kontraktene var på sitt høyeste 469 og 392 kr/MWh i slutten av februar, men gikk så ned til 336 og 332 kr/MWh ved utgangen av kvartalet.

Første kvartal 2010 var preget av lite tilsig, relativt lite vann i magasinene og om lag 30 prosent mindre snø i fjellet enn normalt. Gjennom kvartalet var det fremdeles en del usikkerhet rundt svensk kjernekraftproduksjon. Tørt og kaldt vær ga høyt forbruk, og det nordiske terminmarkedet reagerte på værvarsler og markedsmeldinger vedrørende svensk kjernekraft.

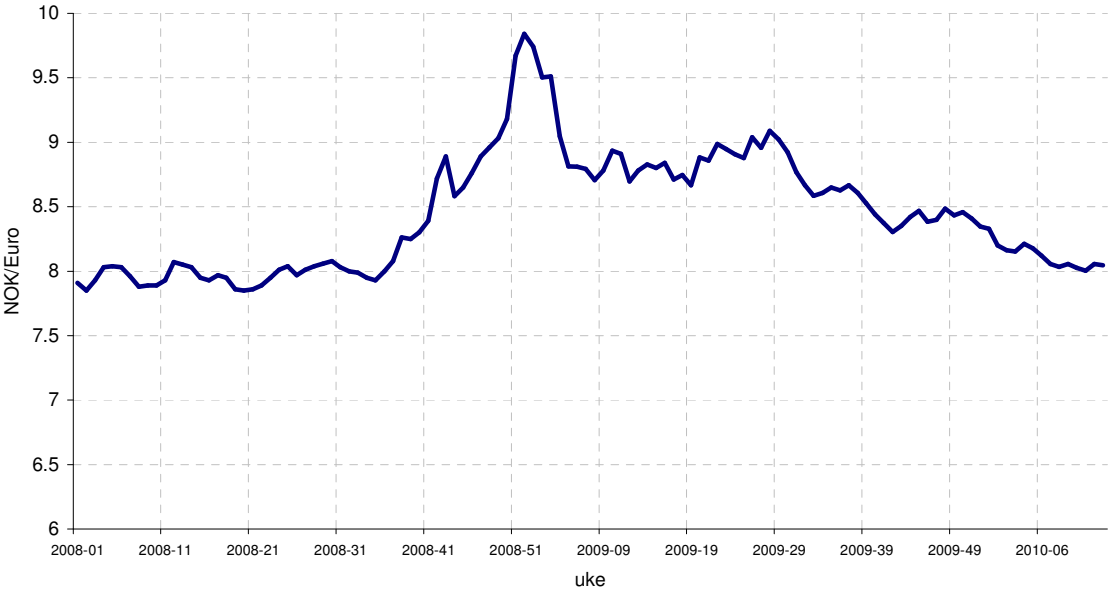
I uke 8 var kontraktene for andre og tredje kvartal på sitt høyeste. Den 24. februar var kontrakten for andre kvartal 469 kr/MWh. Kontrakten for tredje kvartal var oppe i 392 kr/MWh den 22. februar. Denne uken var det kaldt, og forbruket var svært høyt. Vannkraftproduksjonen var lav som følge av lite tilsig og lav magasinfylling, og det var redusert produksjonskapasitet på de svenske kjernekraftverkene. Spotprisene var på rekordnivå i flere av de nordiske markedsområdene, og dette drev prisen i terminmarkedet opp. I uke 9 endret værvarslene seg og det kom mer svensk kjernekraftproduksjon inn i markedet. Framtidsutsiktene endret seg, og dette ga lavere nordiske terminpriser mot slutten av kvartalet.

Tilsvarende kontrakter ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange viste en stabil nedadgående trend gjennom første kvartal 2010. Fra inngangen av kvartalet sank prisen for en kontrakt med levering i andre og tredje kvartal 2010 fra henholdsvis 333 og 362 kr/MWh til 289 og 310 kr/MWh. I den første uken i 2010 kostet en euro 8,2 kroner, mens den i siste uken i første kvartal kostet 8,05 kroner. Det reelle prisnedgangen ved EEX var derfor noe større enn det figur 1.7.3 viser.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontrakter i første kvartal 2010, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot



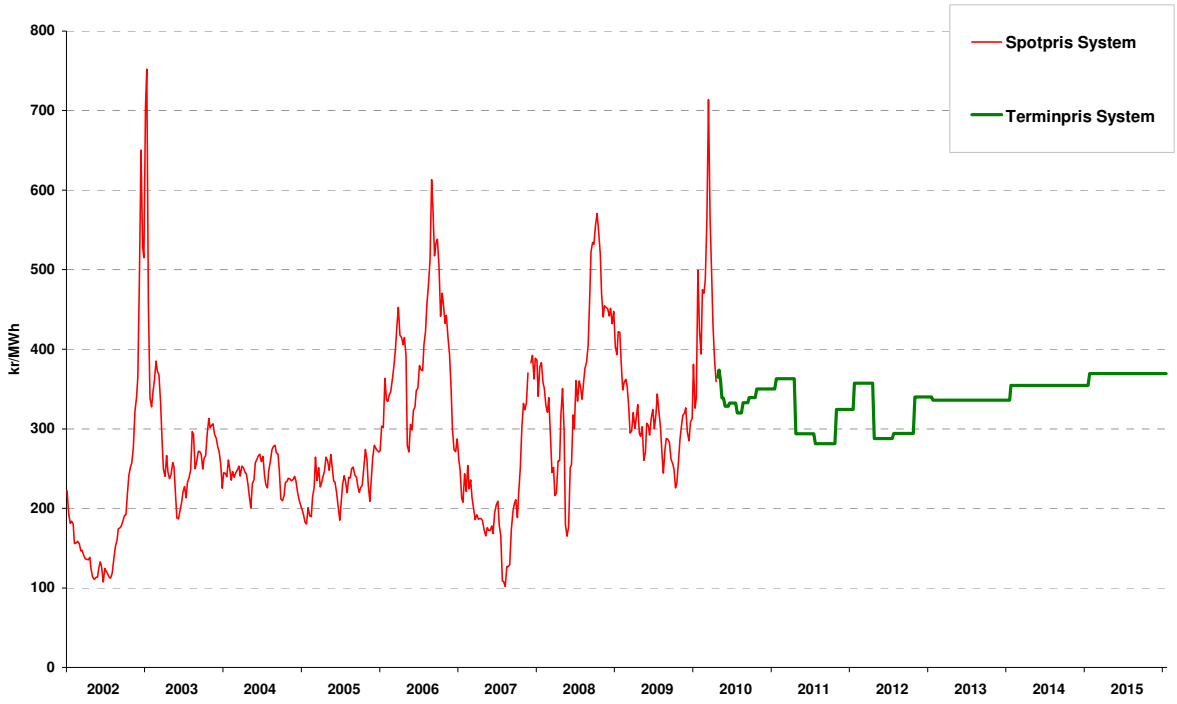
Figur 1.7.4 Valutakurs, norske kroner mot euro. Kilde: Nord Pool Spot



I siste uken i første kvartal 2010 lå systemprisen på Nord Pool på 360 kr/MWh. Den 31. mars viste terminprisene for hver enkelt uke framover en jevn nedgang fra 365 kr/MWh i uke 14 i 2010 til 339 kr/MWh ved utgangen av tredje kvartal 2010. I fjerde kvartal 2010 var terminprisen 350 kr/MWh.

Terminprisen for 2011, 2012 og 2013 var henholdsvis ca. 316, 320 og 336 kr/MWh den 31. mars 2010.

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



I første kvartal 2010 kostet en utslippsrett for CO_2 i gjennomsnitt 13,1 euro/tonn. Gjennomsnittsprisen for utslippsretter for 2011, 2012 og 2013 var noe høyere, henholdsvis 13,6, 14,3 og 15,3 euro/tonn. Prisen på utslippsretter holdt seg relativt stabil gjennom hele kvartalet.

Fra midten av 2008 falt prisen på utslippsretter for CO_2 relativt jevnt fra omkring 30 euro/tonn til omkring 8 euro/tonn i midten av februar i 2009. 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 på de tre største handelsplassene: National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland, betydelig. Den nedadgående trenden fortsatte inn i 2009 men så gikk prisene noe opp igjen.

I første kvartal 2010 lå gasspisene omtrent på samme nivå som i andre kvartal 2009. Snittprisen på NBP for første kvartal var 98 øre/ Sm^3, 16 øre lavere enn i kvartalet før.

Tar man utgangspunkt i et kraftverk i Storbritannia med en virkningsgrad på 55 prosent, ville brenselskostnadene for gass handlet på spotmarkedet (eksklusiv rørtariff innenlands) i første kvartal i 2010 vært i snitt 177 kr/MWh. Dette er en reduksjon på 27 kr/MWh i forhold til fjerde kvartal 2009. Til sammenligning var brenselskostnaden i første kvartal 2009 i snitt 256 kr/MWh.

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 – 2010, øre/Sm3. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited

I snitt var prisen på kull omtrent uendret fra fjerde kvartal 2009 til første kvartal 2010. I den første uka i 2010 ble kontrakten for det nærmeste kvartalet (Front Quarter) handlet for 94 dollar/tonn. Ved utgangen av kvartalet var prisen 76 dollar/tonn. Snittprisen i første kvartal endte på 79 dollar/tonn, 1 dollar høyere enn i kvartalet før.

Med en kullpris på 79 dollar/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport fra Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i et kullkraftverk som benytter importert kull med 40 prosent virkningsgrad vært 149 kr/MWh, 6 kroner mer enn i fjerde kvartal 2009. Til sammenligning var denne kostnaden 154 kr/MWh i første kvartal 2009.

Figur 1.7.8 viser kullprisen fra 2006 til og med første kvartal 2010. 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 første kvartal 2010 har fastpriskontrakt vært den mest lønnsomme kontraktstypen for husholdninger i Norge. Blant fastpriskontrakter har den 3- årige kontrakten vært den billigste med en gjennomsnittspris på 51,8 øre/kWh, mens den 1- årige kontrakten hadde en gjennomsnittspris på 53,9 øre/kWh. Sammenlignet med både sist kvartal og tilsvarende kvartal i fjor har den 1-årige kontrakten økt mest, med en økning på henholdsvis 12,6 og 7,7 øre/kWh.

Blant markedspriskontrakter har det vært betydelige prisforskjeller i landets spotområder. Gjennomsnittsprisen har vært høyest i Midt-Norge (NO3) med 81,8 øre/kWh, etterfulgt av prisen i Nord-Norge (NO4) med 79,6 øre/kWh. I Sør - Øst Norge (NO1) og Sør - Vest Norge (NO2) har gjennomsnittprisen vært henholdsvis 66,9 og 55,9 øre/kWh. Sammenlignet med forrige kvartal og tilsvarende kvartal har prisen i alle landets spotområder økt betydelig. Størst økning fant sted i Midt – Norge (NO3).

Husholdningene øre/kwh	1. kv. 2010	Endring fra 4. kv 2009	Endring fra 1. kv 2009
Markedspriskontrakt (spot):			
Øst Norge (NO1)	66.9	+28.2	+22.1
Sørvest Norge (NO2)	55.9	+17.3	+11.1
Midt-Norge (NO3)	81.8	+39.3	+36.4
Nord-Norge (NO4)	79.6	+37.3	+34.2
Vest-Norge (NO5)[3]	52.2		
Standard variabel:			
Dominerende leverandører[4]	65.5	+28.9	+13.2
Landsdekkende leverandører[5]	57.2	+25.3	+6.5
Fastpris kontrakt:			
1- år	53.9	+12.6	+7.7
3- år	51.8	+6.1	+4.0
Kontraktsvalg (%)[6]			
Markedspris/spot	53.9	-3.0	+4.5
Fastpris	4.2	-1.7	-2.2
Standard variabel:	41.9	+4.7	-2.3

Av tilbyderne av standard variabel kontrakt var det de landsdekkende leverandører som tilbydde den mest lønnsomme kontrakten. Disse hadde en gjennomsnittspris på 57,2 øre/kWh, mens de dominerende leverandører hadde en gjennomsnittspris (volumveid) på 65,5 øre/kWh. Også for denne kontraktstypen har det vært betydelige økninger i prisen sammenlignet med sist og tilsvarende kvartal i fjor. Eksempelvis økte prisen fra de dominerende leverandørene med 28,9 øre fra forrige kvartal, mens sammenlignet med 1. kvartal 2009 økten prisen med 13,2 øre.

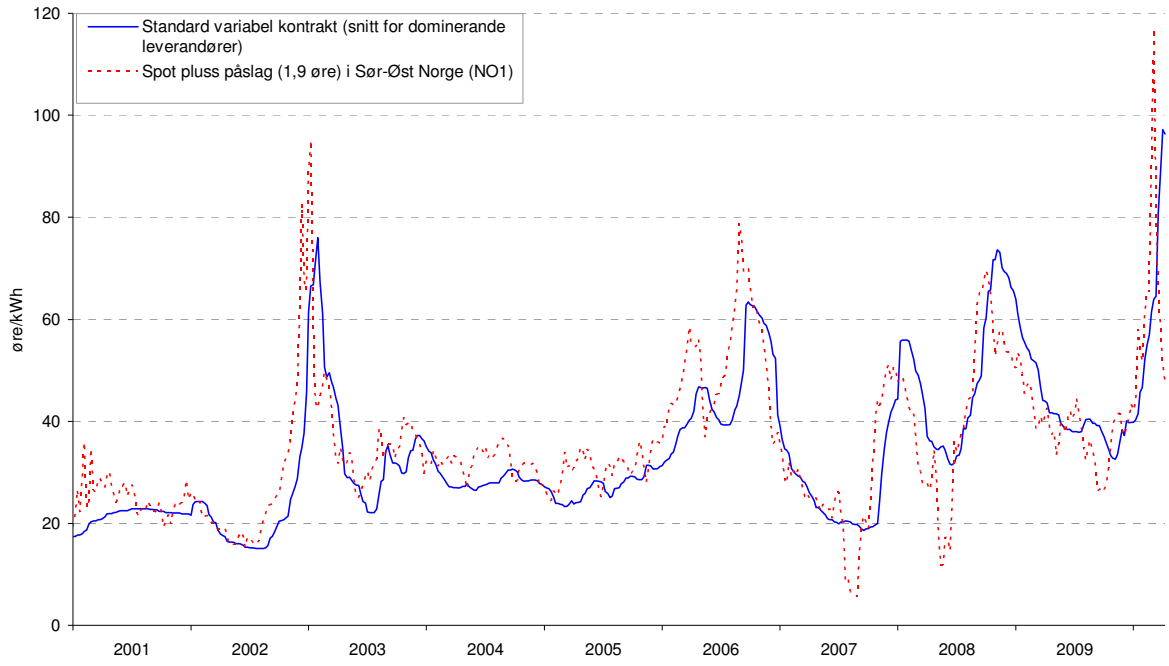
[3] Spotområdet Vest – Norge (NO5) ble opprettet den 13. mars 2010. Området består av de vestlige delene av tidligere Sør – Øst Norge (NO1) og Sør – Vest Norge (NO2). Da det ikke finnes historikk på dette området vil kolonnene som sammenligner det aktuelle kvartalet med sist og tilsvarende kvartal i fjor stå tomme.

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

[5] Aritmetisk gjennomsnitt av leverandørenes priser

[6] Kilde: SSB – kvartalsvis energistatistikk.

Figur 1.8.1 Standard variabel kontrakt for dominerende leverandører og spotpriskontrakt for Sør - Øst Norge (NO1) med påslag 1,9 øre /kWh inkl. mva. Kilde: Konkurranstilsynet, Nord Pool Spot og NVE



Figur 1.8.1 sammenligner snittprisen (inkl. mva) for standard variabel kraftpris for de dominerende leverandører med spotpriskontrakt for Sør - Øst Norge (NO1) pluss 1,9 øre/kWh påslag for perioden 2001 til og med første kvartal 2010.

Hvert nettområde som rapporterer til NVE har en dominerende leverandør som tilbyr standard variabel kontrakt. I figuren er det gjennomsnittsprisen fra de dominerende leverandørene som brukes. Hver pris er vektet med det totale forbruket i nettområdet.

En spotpriskontrakt er en kontrakt som tar utgangspunkt i den månedlige områdeprisen på Nordpool Spot. I tillegg til prisen kommer som regel et påslag. Påslaget kan være oppgitt som et tillegg per kWh eller/og som et månedlig eller årlig kronebeløp. Hva hver kraftleverandør tar i påslag i tillegg til innkjøpsprisen varierer mellom leverandører og over tid. I figur 1.8.1 er det brukt et anslått gjennomsnittlig påslag på 1,9 øre/kWh.

Differansen mellom kraftprisen tilbudt til husholdninger og innkjøpsprisen på Nordpool Spot representerer den bruttomarginen som leverandøren ville fått ved å kjøpe inn all kraft på spotmarkedet. Denne marginen skal dekke risikoen knyttet til volum, pris og andre driftskostnader.

Kraftleverandører som kjøper kraft på spotmarkedet og selger kraften til en høyere pris til husholdninger, vil ha en positiv bruttomargin mens en som selger til en lavere pris enn innkjøpsprisen vil ha en negativ bruttomargin.

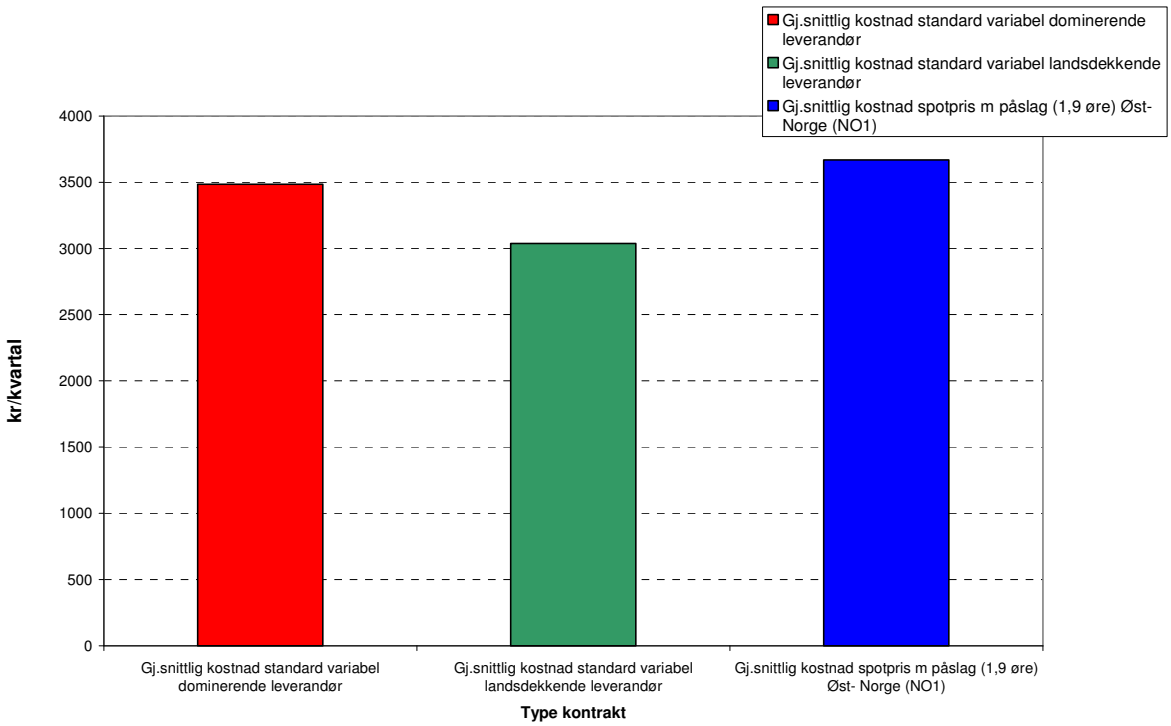
Figur 1.8.1 gjenspeiler noen viktige konkurransemessige forhold for tilbydere av spotpriskontrakter og standard variabel kontrakt i sluttbrukermarkedet. Det ene er at spotpriskontrakt har en mer volatil utvikling som følge av at den er direkte knyttet til svingningene i spotmarkedet. Det andre forholdet er at prisjusteringen av standard variabel kontrakt er forsinket i forhold til spotpriskontrakt, noe som skyldes at leverandører av denne kontrakten må bestemme prisen to uker før den faktiske kraftleveransen. Avviket til prisen i spotmarkedet medfører dermed et potensielt tap for leverandører av standard variabel kontrakt uten prissikring. Dersom forsinkelsene er lengre når det er snakk om å sette *ned* prisen, enn for å sette den opp, vil dette helle i retning av at standard variabel kontrakt kan være mindre gunstig enn en spotpriskontrakt alt annet likt. Av figuren kan vi se en tendens til at prisen på standard variabel kontrakt holdes på et høyere prisnivå enn spotpriskontrakten når denne begynner å falle i pris, som oftest etter vinterperioder. På denne måten kompenserer leverandørene av standard variabel kontrakt for det tapet de påføres i vinterperioder.

Den volumvektede gjennomsnittsprisen i utvalget av dominerende leverandører av standard variabel kontrakt var på 65,5 øre/kWh for første kvartal 2010. Dette er 29,1 øre høyere enn kvartalet før og 13,2 øre høyere enn for tilsvarende kvartal i fjor.

Gjennomsnittsprisen for en spotpriskontrakt i Øst Norge (NO1), var til sammenlikning 66,9 øre/kWh inkl. påslag på 1,9 øre/kWh.

Figur 1.8.2 Kostnader ved ulike produkter forbruksveid etter justert innmatingsprofil (eksl. Mva) [7]

[7] Justert innmatingsprofil (JIP) er en måte å fordele forbruket til alle innbyggerne i et nettområde på. Etter at det timemålte forbruket og nettapet i nettområdet er trukket fra totalt forbruk i nettet, sitter man igjen med en mengde forbrukt strøm som ikke er målt. Dette gir grunnlaget til en fordelingsnøkkel. I figur 1.8.2 er det lagt til grunn en husholdningskunde med et forbruk på 20 000 kWh /år.



Som forbruker er man gjerne interessert i å finne ut hva som totalt sett blir den billigste kontraktsformen for seg selv ved valg av ulike type kontrakter. Selv om en type kontrakt kan ha de laveste prisene i gjennomsnitt over kvartalet, er det ikke sikkert at det er denne typen kontrakt som gir forbrukeren lavest kostnad. Det at en kontraktstype har lavest gjennomsnittspris, betyr ikke nødvendigvis at kostnaden ved å ha denne kontraktsformen alltid er lavest, bare at den i snitt har hatt en lavere pris enn andre kontraktstyper. Sett at denne kontrakten alltid er dyrest i de periodene man forbruker mest (f eks kalde perioder) og bare billigst i de periodene man forbruker lite, kan dette føre til at kostnaden til forbrukeren allikevel bli høyest med denne kontrakten. I figur 1.8.2 har vi fordelt forbruket til en husholdningskunde med et forbruk på 20 000 kWh i året etter et normalt forbruksmønster som kalles justert innmatingsprofil. Ved å veie ukesprisene med denne profilen får vi et anslag på kostnadene ved de ulike kontraktstypene for første kvartal 2010. Prisene er ikke inkludert merverdiavgift.

Påslag på spotpriskontrakt

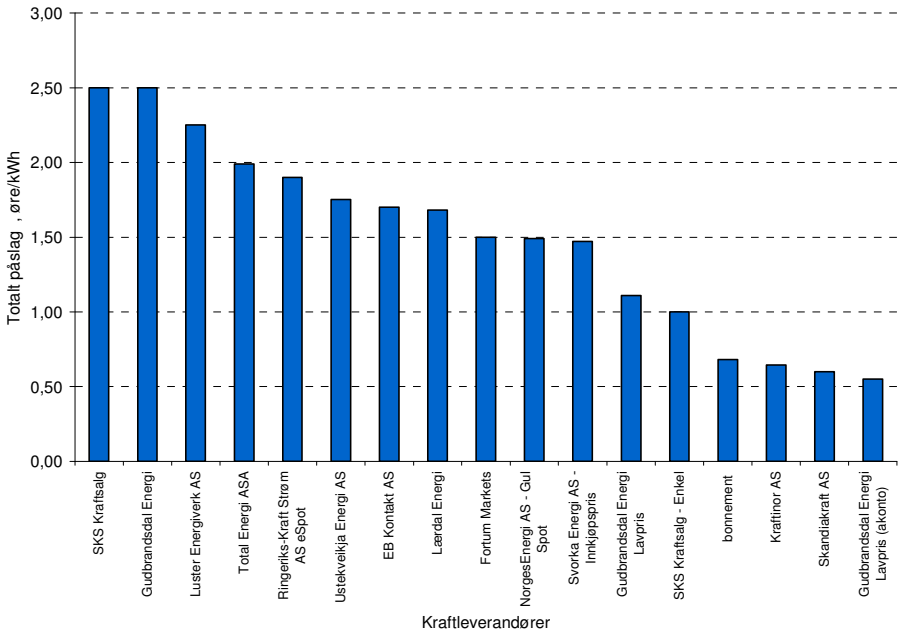
Figur 1.8.3 viser en oversikt over påslagene på spotpriskontrakt for hver leverandør på Konkurransetilsynets prisoversikt i uke 13. Siden noen leverandører oppgir at de har et påslag per kWh mens andre oppgir at de har et fast beløp per måned, år eller begge deler, kan det av og til være vanskelig å sammenligne tilbudene. I figuren er alle summer regnet om til påslag i øre/kWh for en bedre sammenlikning[8]. I snitt var påslaget på 2,05 øre/kWh.

Figuren viser at det kan være store forskjeller i påslag mellom leverandørene. Alle leverandørene i oversikten vises i figuren, men ikke alle leverandører tilbyr kraft i flere nettområder. Av leverandørene i figuren under, er det kun 17 som er landsdekkende.

[8] Det er brukt 20 000 kWh som et årlig gjennomsnittsforbruk i utregningene. Om en har et påslag på 50 kr i måneden vil dette utgjøre 3 øre/kWh for en forbruker av 20 000 kWh per år. Dersom man har et forbruk på f eks 10 000 kWh per år, vil det månedlige påslaget på 50 kr utgjøre 6 øre/kWh.

Figuren viser at det kan være store forskjeller i påslag mellom leverandørene. Alle leverandørene i oversikten vises i figuren, men ikke alle leverandører tilbyr kraft i flere nettområder. Av leverandørene i figuren under, er det kun 17 som er landsdekkende.

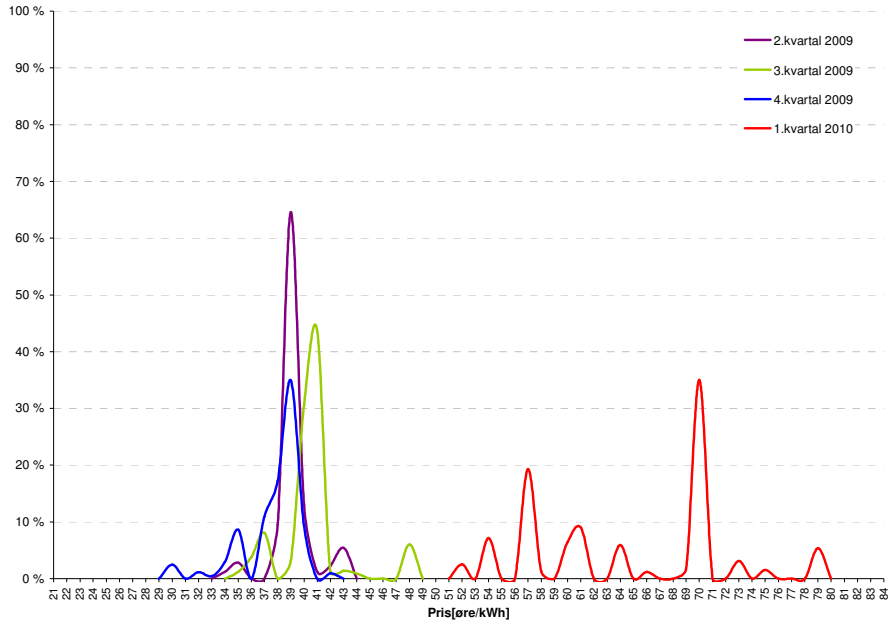
Figur 1.8.3 Påslag på spotpriskontrakt per kWh. Påslaget er regnet ut etter antatt årlig snittforbruk på 20 000 kWh. Oversikten er fra uke 13. Kilde: Konkurransetilsynet.



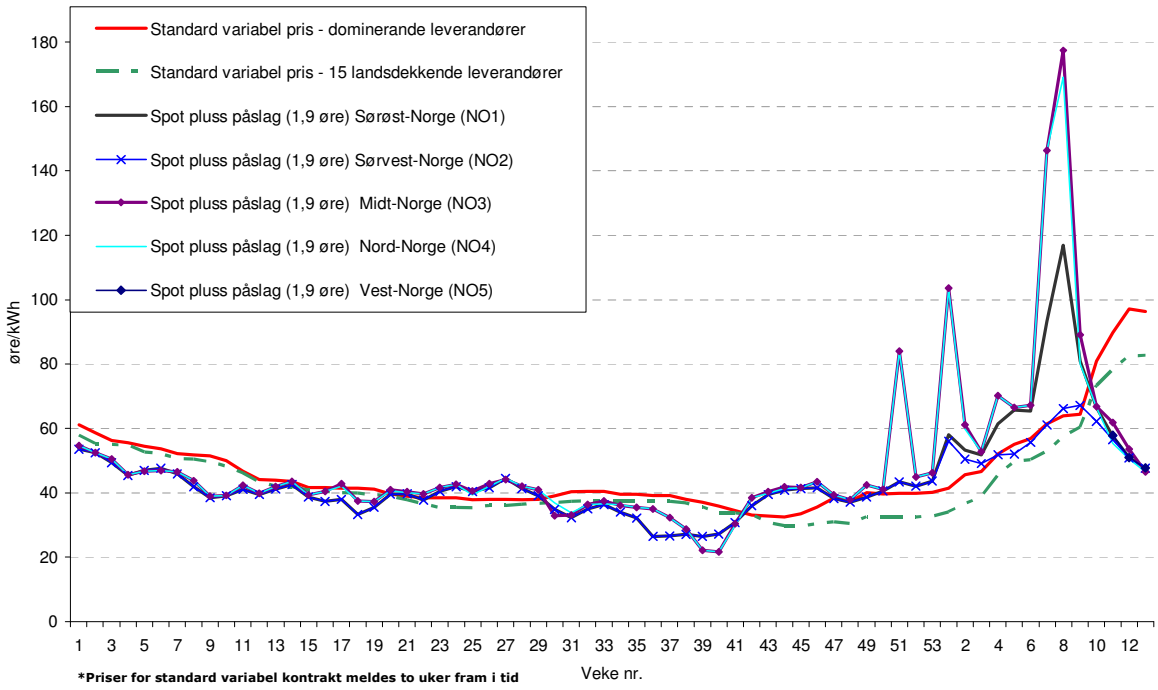
Figur 1.8.4 gir et bilde av prisspredningen i husholdningsmarkedet i de siste fire kvartalene. Prisene som er brukt er månedlige gjennomsnittspriser på standard variabel kontrakt for dominerende leverandør i 18 nettområder. Prisene er hentet fra prisoversikten til Konkurransetilsynet og er vektet med totalt volum levert til husholdninger i nettområdet.

Figuren viser at prisspredningen er større i første kvartal i år enn de foregående kvartalene. Man kan også se at om lag 35 prosent av volumet ble omsatt til 70 øre/kWh i første kvartal 2010. Den volumvektede gjennomsnittsprisen var 65,5 øre/kWh for første kvartal 2010.

Figur 1.8.4 Prisspredning i de siste fire kvartalene. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.



Figur 1.8.5 Standard variabel kraftpris for dominerende og landsdekkende leverandører og spotpriskontrakt (NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5) med påslag, 1,9 øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



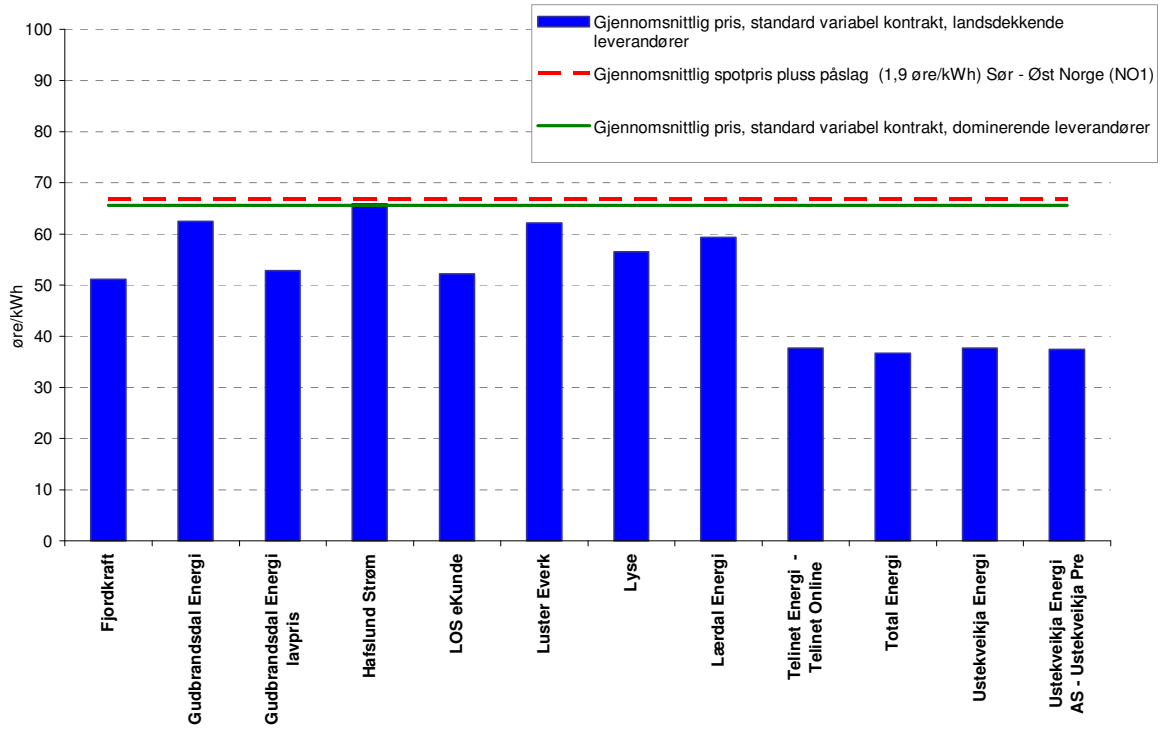
I figur 1.8.5 sammenlignes standard variabel kraftpris for dominerende leverandører med spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag i prisområdene Sør - Øst Norge (NO1), Sør - Vest

Norge (NO2), Midt-Norge (NO3), Nord-Norge (NO4) og Vest-Norge (NO5). Fra og med 11. januar (uke 2) opphørte det gamle spotområdet Sør-Norge, og ble delt i Sør - Øst Norge (NO1) og Sør - Vest Norge (NO2). Den 13. mars (uke 10) ble de vestlige deler av Sør - Øst Norge (NO1) og Sør - Vest Norge (NO2) skilt ut til et eget elspotområde, Vest-Norge (NO5).

Standard variabel kontrakt levert av både dominerende og landsdekkende leverandører hadde et stabilt og økende utviklingsmønster i 1. kvartal 2010. I løpet av kvartalet varierte prisen til de dominerende leverandørene i intervallet 41.5 til 97.2 øre/kWh, mens prisen fra de landsdekkende leverandører lå i intervallet 34,1 – 82.8 øre/kWh.

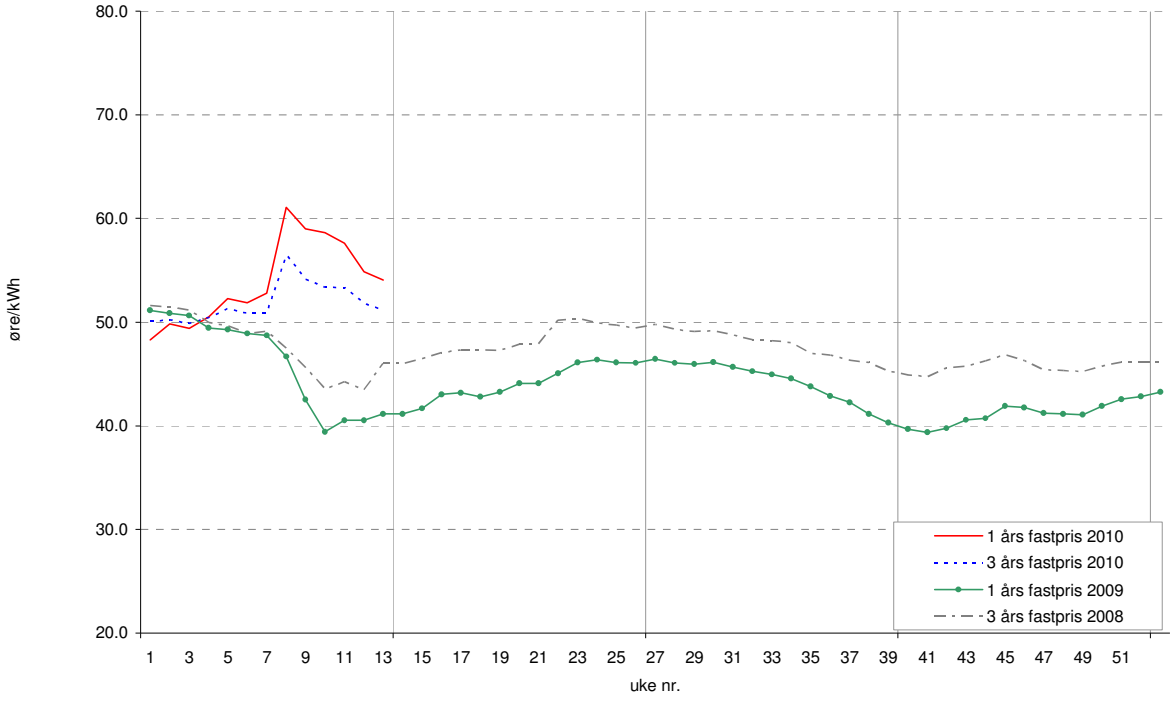
Av de 12 landsdekkene leverandører som tilbydde landsdekkende[9] leveranse av standard variabel kontrakt var det kun én leverandør som hadde høyere gjennomsnittspris enn gjennomsnittsprisen for dominerende leverandører (65,5 øre/kWh) i 1. kvartal 2010. Sammenlignet med en markedspriskontrakt i Sør - Øst Norge (NO1) inkl. 1,9 øre/kWh i påslag har alle de 12 landsdekkende leverandører hatt lavere gjennomsnittspriser i dette kvartalet. Det har også vært betydelige prisforskjeller blant de forskjellige landsdekkende leverandører i dette kvartalet, med gjennomsnittspriser i intervallet 36,7 – 65,9 øre/kWh

Figur 1.8.6 Aritmetisk snitt for 12 landsdekkende leverandører sammenlignet med gjennomsnittspris for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og spotpriskontrakt med påslag 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



[9] Utvalget av landsdekkende leverandører er hentet konkurransetilsynets kraftprisoversikt. Antall landsdekkende leverandører i utvalget medfører derfor ikke nødvendigvis det totale antallet landsdekkende leverandører i det norske sluttbrukermarkedet.

Figur 1.8.7 Prisutvikling for 1- og 3- års fastpriskontrakter med et forbruk på 20 000 kWh/år inkl. mva. for 2009 og 2010. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.



Figur 1.8.7 viser prisutviklingen for 1- og 3-årige fastpriskontrakter for 2009 og 1. kvartal 2010. Gjennomsnittsprisen for både den 1- og 3-årige kontrakten nådde makspris i uke 8 med henholdsvis 61,1 og 56,4 øre/kWh. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i 2009 har fastpriskontraktene i dette kvartalet hatt motsatt utviklingsmønster, med økende priser ved inngangen til kvartalet og fallende priser mot slutten av kvartalet.

1.8.2 Leverandørskifter

Som et ledd i arbeidet med å undersøke om kraftmarkedet fungerer tilfredsstillende, har Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) siden 1997 gjort kvartalsvise undersøkelser om leverandørskifte og prisutvikling. Fra og med 1999 ble undersøkelsen utvidet fra å omfatte bare husholdninger, til også å inkludere næringskunder. Fra og med fjerde kvartal 2004 er nettselskapene også bedt om å rapportere om markedsandeler for de fem største leverandørene i nærings – og husholdningsmarkedet. NVE kontakter hvert kvartal nettselskap i 28 av de største distribusjonsnettene i Norge.[10]

De 28 nettområdene omfatter dette kvartalet 91 prosent av husholdningsmarkedet. Fra første kvartal 2008 frem til dags dato, er antall abonnement knyttet til husholdning og

[10] Utvalget er per i dag fra de 28 største nettområdene i Norge. Utvalget er ikke nødvendigvis statistisk representativt. Utvalget er gjort ut i fra den vurderingen at mindre nettselskapene har begrensede ressurser til å drive denne type rapportering. Dersom det er slik at kunder i mindre nettområder er mer lojale mot en lokal leverandør, vil de skalerte tallene i undersøkelsen gi for høye estimat, men dersom det er motsatt vil estimatene bli for lave.

hytter/fritidsboliger 2 398 200. Nøkkeltallene er derfor skalert opp med 1,1 for å representere hele landet. [11]

Liberaliseringen av det norske kraftmarkedet

I dag kan husholdningskunder velge kraftleverandør helt fritt. I underkant av 20 leverandører er landsdekkende og i tillegg kan kundene velge mellom en rekke lokale leverandører. Hvert nettområde har gjerne en dominerende leverandør. I de fleste tilfeller har denne leverandøren vært integrert med det lokale nettselskapet siden åpningen av kraftmarkedet i 1991.

Sammenhengen mellom leverandørskifte og prisutvikling

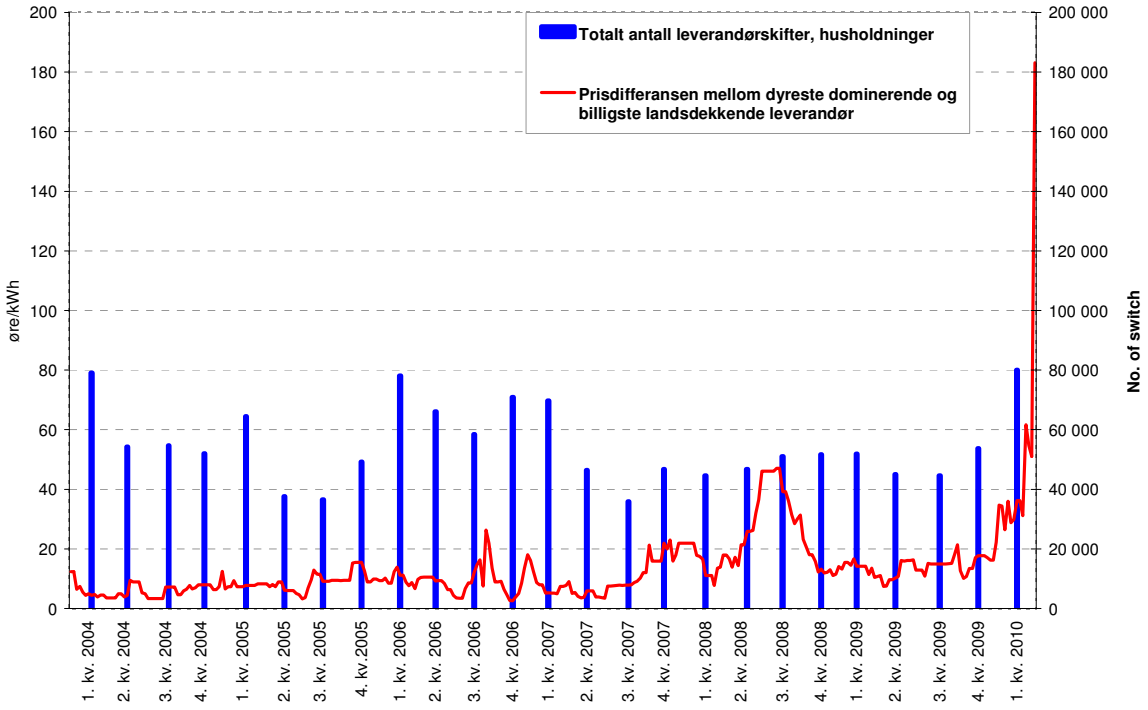
Figur 1.8.8 gir en oversikt over antall leverandørskifter og prisdifferanser mellom den dyreste dominerende leverandøren av standard variabel kontrakt og den billigste av de landsdekkende leverandørene av samme type kontrakt.

Prisdifferansen mellom billigste landsdekkende leverandør og dyreste dominerende leverandør av standard variabel kontrakt har i snitt vært 49,6 øre i 1. kvartal 2010. Det har ikke vært så store forskjeller i pris mellom leverandørene av slik kontrakt i hele måleperioden (1.kv. 2004-1.kv. 2010). På det meste var prisforskjellen hele 183 øre. Denne største forskjellen i pris mellom leverandørene av standard variabelkontrakt kom i overgangen mellom uke 12 og 13. Ved å bytte leverandør fra dyreste leverandør til den billigste landsdekkende leverandøren på akkurat dette tidspunktet kunne man altså spare 183 øre /kWh.

Ser vi på leverandørskiftetall de siste årene er det ikke en klar sammenheng mellom antallet leverandørskifter og differansen i pris mellom dyreste og billigste leverandør av standard variabel kontrakt. Dette kan være fordi det normalt sett ikke har vært store forskjeller i pris mellom leverandørene. Historisk sett har antall leverandørskifter vært høyere i perioder med store prisforskjeller. Fra 2004 til i dag har antallet kunder på standard variabel kontrakt (som brukes i figur 1.8.8) sunket gradvis, og det er per i dag omtrent like mange husholdningskunder som har spotpriskontrakt som standard variabel kontrakt. Kunder med spotpriskontrakt vil ikke være rammet av prisforskjellene mellom leverandører av standard variabel kontrakt.

[11] Fra fjerde kvartal 2004 til og med fjerde kvartal 2007 er antallet leverandørskifter skalert opp med utgangspunkt i 2,3 millioner husholdningsabonnement.

1.8.8 Prisspredning og antall leverandørskifter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Leverandørskifter i husholdningsmarkedet

I første kvartal 2010 var det 80 090 husholdninger som skiftet leverandør. Det er 26 350 flere skift enn i fjerde kvartal 2009 (53 700) og tilsvarer en økning på 49 prosent. Sammenlignet med første kvartal 2009, da 51 900 skiftet leverandør, har antall skift økt med 28 370. Det totale antallet leverandørskifter i husholdningsmarkedet i perioden 1. januar 1995 til 4. april 2010, var 2 479 820.

Leverandørskifter i næringsmarkedet

For næringsmarkedet var det om lag 10 280 kunder som skiftet leverandør. Det er en økning med 77 prosent fra forrige kvartal da bare 5 820 skiftet leverandør. Sammenliknet med første kvartal i fjor (9 780) er det kun en økning med 5 prosent. I figur 1.8.12 vil en se en årlig tendens til at antallet leverandørskifter for næringskunder er betydelig høyere i første kvartal enn for resten av året. En mulig årsak til dette kan være at kontraktene revideres ved årsskiftet.

Første kvartal 2010

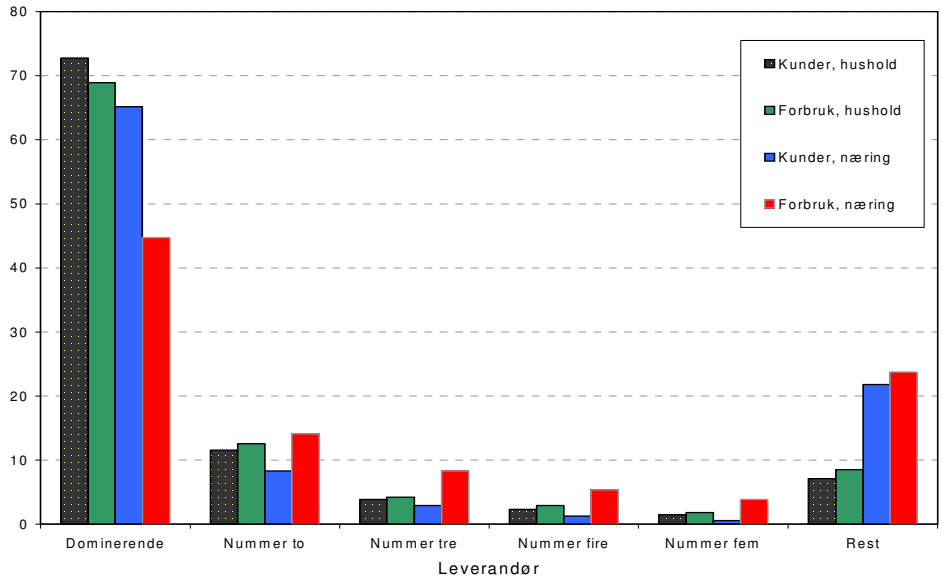
Noe av årsaken til det økte antallet leverandørskifter første kvartal i år, er trolig at det var høyere priser enn normalt for årstiden og ekstremt høye priser visse dager i januar og februar. Større oppmerksomhet i media rundt pris på strøm kan ha bidratt til at folk har hatt mer fokus på energisparingstiltak og muligheter for leverandørbytte.

I tillegg til høye priser, forsvant en av de største kraftleverandørene; Vitel, ut av markedet den 24. februar 2010. Alle Vitels kunder ble derfor umiddelbart overført til *leveringsplikt*[12], og de fleste av disse har siden valgt seg en kraftleverandør og dermed bidratt til å øke aktiviteten av leverandørskifter. Totalt rapportertes det om 21 304 Vitel - kunder i de 28 utvalgte nettområdene per 24. februar.

Markedsandeler

Både i husholdningsmarkedet og i næringsmarkedet har de fleste leverandører en vesentlig markedsandel i bare ett nettområde, gjerne i sitt eget og eventuelt noen få tilgrensende. Mange av leverandørene med markedsandeler bare i ett nettområde er store næringskunder som gjerne kjøper kraft på Nord Pool Spot via en megler. Megleren står selv som leverandør, til tross for at det er flere som bruker det samme meglerhuset. Det høye antallet leverandører med stor markedsandel i næringsmarkedet er derfor noe misvisende.

1.8.10. Gjennomsnittlig markedsandel for de fem dominerende leverandørene. Kilde: NVE



Figur 1.8.10 viser hvor stor andel av kunder og forbruk de fem største leverandørene har i snitt innenfor "sitt" nettområde. Tallene er for både husholdningskunder og for næringskunder første kvartal 2010. Antall husholdningskunder som har den lokale dominerende leverandøren er dette kvartalet på over 70 prosent.

Andeler i husholdningsmarkedet

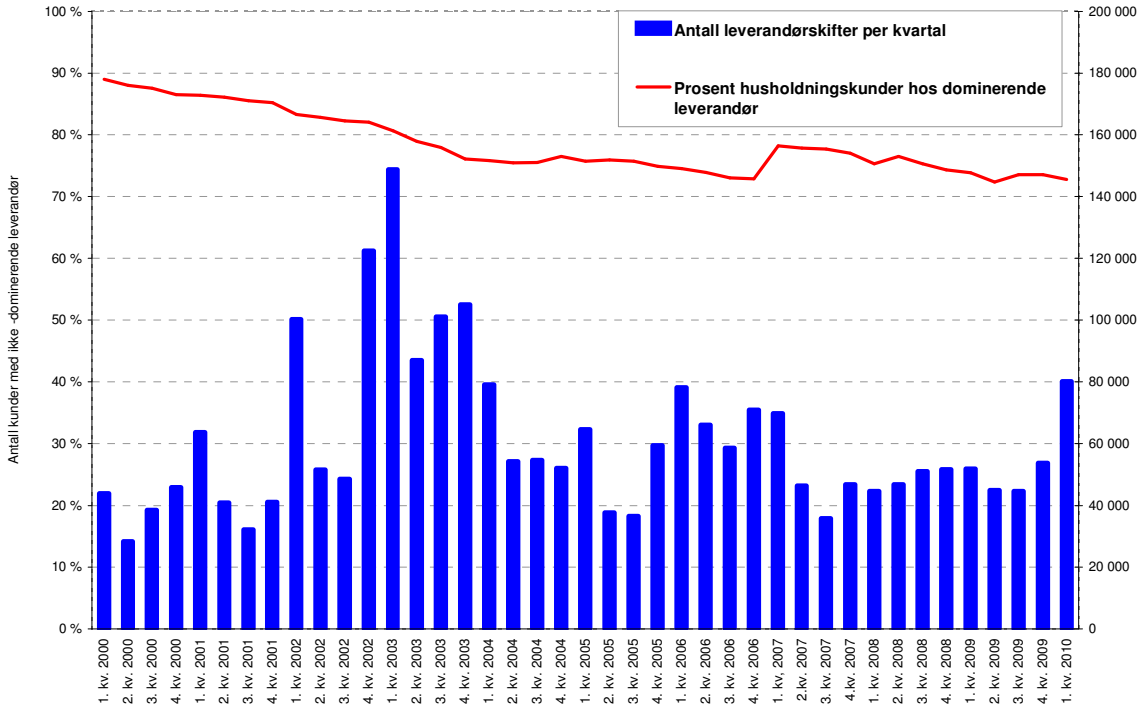
Figur 1.8.11 viser antallet leverandørskifter over tid og utviklingen i andelen av husholdningskunder som er tilknyttet den dominerende leverandøren i sitt nettområde. Figuren viser at det har vært en fallende tendens i markedsandelene hos den dominerende leverandøren.

[12] Leveringsplikt, eller ventetariff, er en pålagt plikt alle nettselskap har til å levere strøm til kundene i nettområdet som er uten kraftleverandør, f eks pga flytting eller når kraftleverandøren ikke kan levere strøm pga konkurs eller at de avslutter sin virksomhet på annen måte.

Dette kan skyldes økt konkurranse mellom strømleverandører og at stadig flere husholdningskunder har blitt bevisste at de fritt har muligheten til å velge strømleverandør.

Når det gjelder størrelsen på markedsandelene finner vi relativt stor spreding mellom de ulike nettområdene. Den laveste markedsandelen for en strømleverandør til husholdninger i første kvartal 2010 var på 27,5 prosent, mens den høyeste markedsandelen var på 90,6 prosent. Gjennomsnittlig markedsandel i husholdningsmarkedet var 72,8 prosent, noe som er 0,7 prosentpoeng lavere enn forrige kvartal (73,5 prosent).

1.8.11 Antall leverandørskifter og markedsandeler for dominerende leverandør for husholdningskunder. Kilde: NVE

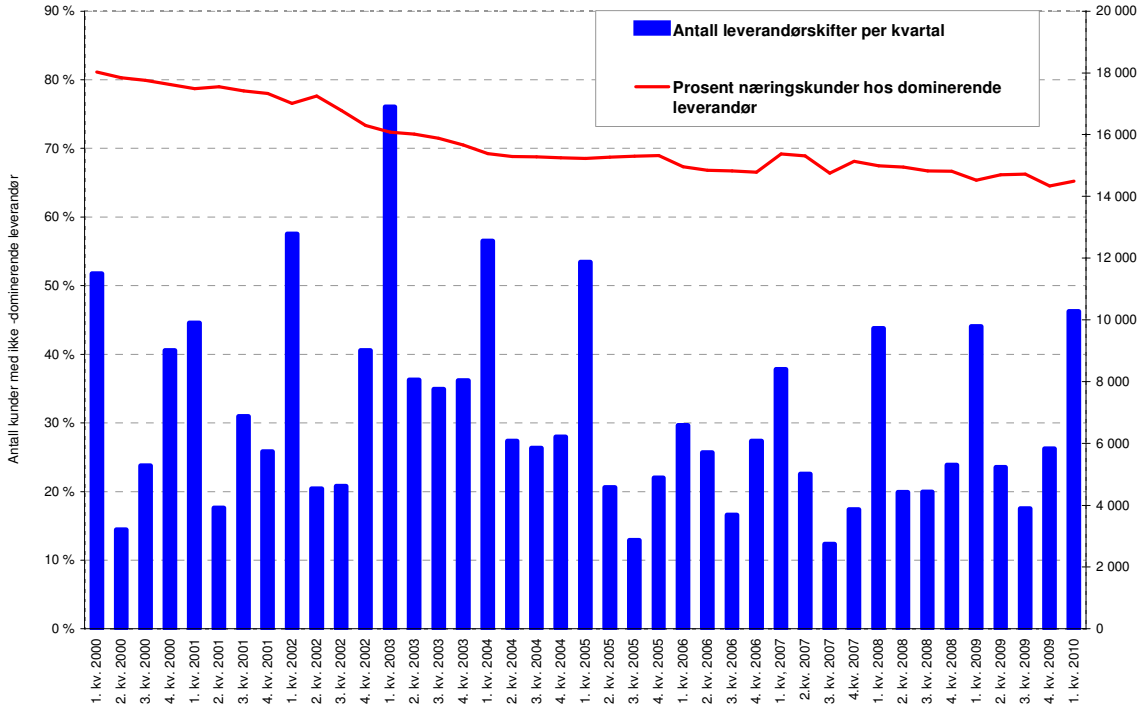


Andeler i næringsmarkedet

For næringsmarkedet dekker de innrapporterte områdene 92 prosent av markedet. Nøkkeltallene er derfor skalert opp med 1,08 for å representere hele landet. [13] Høyeste markedsandel for en leverandør til næringskunder i første kvartal 2010 var 90,6 prosent, mens laveste markedsandel var på 27,5 prosent. I snitt var markedsandelen 65,2 prosent, som er 0,7 prosentpoeng høyere enn forrige kvartal (64,5 prosent).

1.8.12 Antall leverandørskifter og markedsandeler for dominerende leverandør for næringsskunder. Kilde: NVE

[13] Fra og med første kvartal 2008 var det 314 800 abonnement innenfor næringsmarkedet i Norge.



1.8.3 Kontraktsvalg

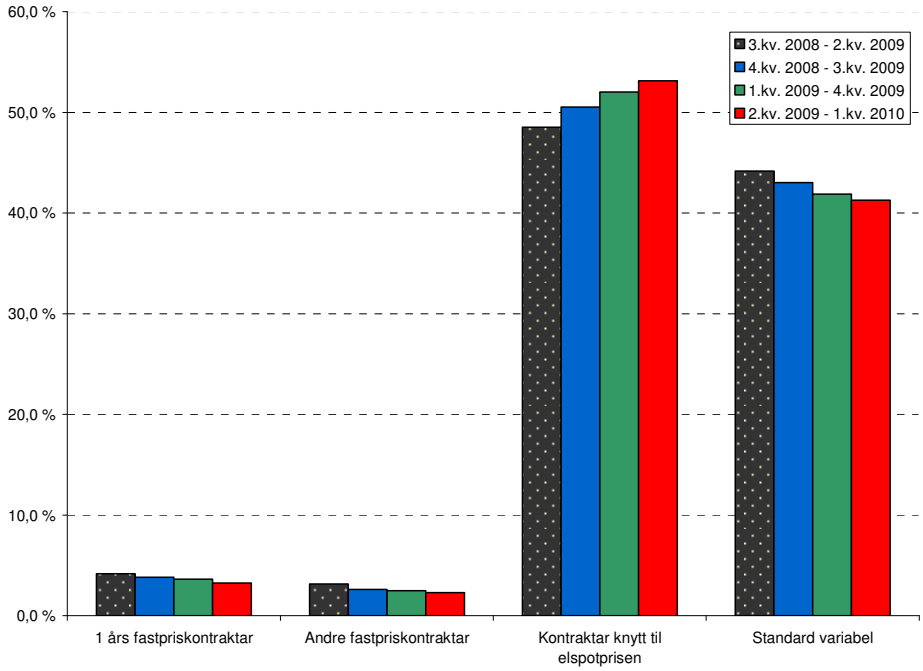
Oversikten over hvilke typer kontrakter husholdningene velger er hentet fra en utvalgsundersøkelse gjennomført av Statistisk Sentralbyrå (SSB), basert på informasjon fra 50 av selskapene som opererer innenfor sluttbrukermarkedet. Det korrigeres ikke for manglede innrapportering, og det er derfor grunn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

Undersøkelsen kan allikevel gi god informasjon om hvordan valget av kontrakt har utviklet seg i et lengre tidsperspektiv og kan også si noe om den underliggende trenden. Vi har derfor valgt å se på et glidende gjennomsnitt over utviklingen i kontraktsvalg, der hver søyle representerer snittet av de fire siste kvartalene.

Kraftkontrakter – husholdningskunder

Standard variabel kontrakt har tradisjonelt vært den mest vanlige kontraktstypen for husholdningskunder i Norge. 73,5 prosent av kundene hadde denne kontrakten i snitt i 2003, mens kun 41,3 prosent hadde slik kontrakt i snitt over de siste fire kvartalene (3. kv. 2009- 1. kv. 2010). 53,2 prosent av husholdningskundene har nå en kontrakt knyttet til spotprisen, mens bare 5,6 prosent har en form for fastpriskontrakt. Figur 1.8.13 bekrefter den langsiktige tendensen i retning av stadig flere husholdningskunder velger spotpriskontrakter på bekostning av standard variabel kontrakt.

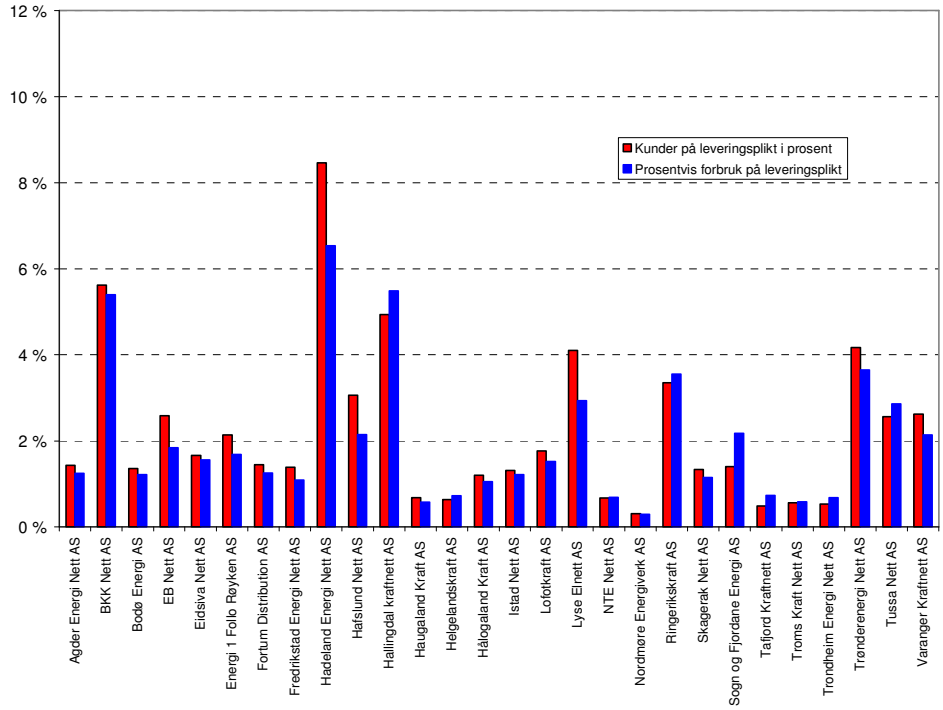
Figur 1.8.13 Prosentvis fordeling av ulike typer kontrakter i husholdningsmarkedet. Kilde: SSB og NVE



Leveringsplikt

Noen kunder har ikke valgt en egen kraftleverandør, men får som følge av leveringsplikt levert strøm fra nettleverandørene i det området der han eller hun bor. Prisen for kunder på leveringsplikt er regulert de første seks ukene. Prisen i denne tiden skal ikke være høyere enn spotprisen i området pluss et påslag på 5 øre/kWh (eksl. mva.). Etter de første seks ukene skal nettselskapet fastsette prisen på en slik måte at kundene får insentiv til å velge en normal kraftleverandør. Leveringsplikten er ment å være en midlertidig ordning og skal derfor være dyrere enn minst en markedsbasert strømavtale i området over tid. Likevel ser man en tendens til at nettselskapene har relativt mange kunder på leveringsplikt. I snitt var det 2,2 prosent av husholdningskundene som ikke hadde kraftleverandør ved utgangen av første kvartal 2010. Dette er en nedgang på 0,2 prosent fra forrige kvartal. Største andel av antall kunder på leveringsplikt i ett nettområde var på 8,5 prosent. Figuren under viser hvor mange prosent av husholdningsabonnentene som 4. april 2010 var på leveringsplikt i de 28 utvalgte nettområdene.

Figur 1.8.14 Prosentvis fordeling av husholdningskunder på leveringsplikt for 28 nettområder i Norge per 4. april 2010.

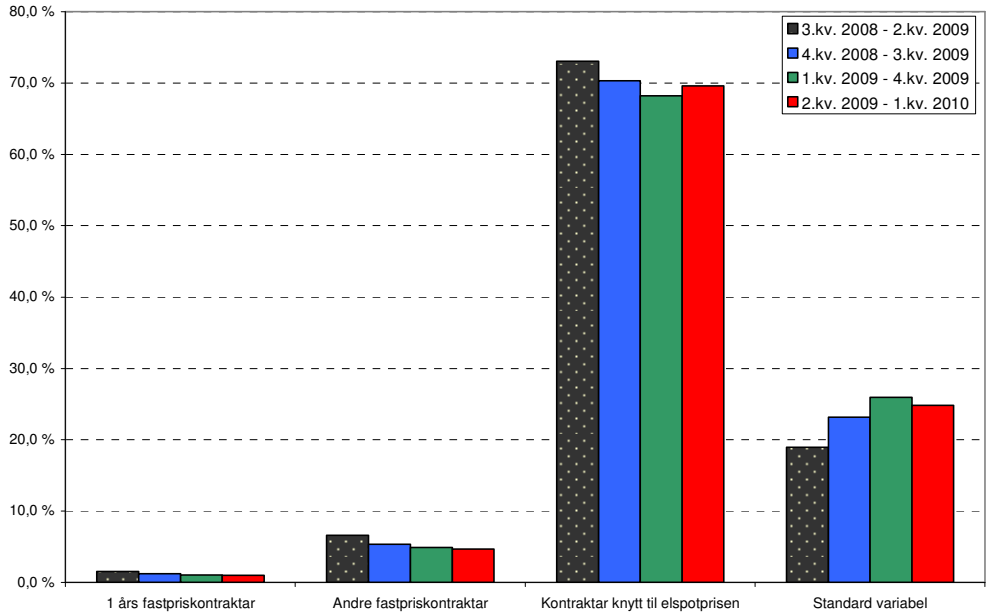


Kraftkontrakter – næringskunder

Sammenliknet med husholdningskunder har næringskunder, utenom industrien, i større grad valgt spotpriskontrakt. I figur 1.8.15 kan en se at antallet kunder med spotpriskontrakt har hatt en noe fallende tendens. I den siste firekvartalsperioden økte antallet noe igjen til 69,6 prosent.

Andelen kunder med standard variabel kontrakt i nøringsmarkedet var på 24,8 prosent i den siste firekvartalsperioden.

Figur 1.8.15 Prosentvis fordeling av ulike typer kontrakter i næringsmarkedet. Kilde: SSB og NVE.

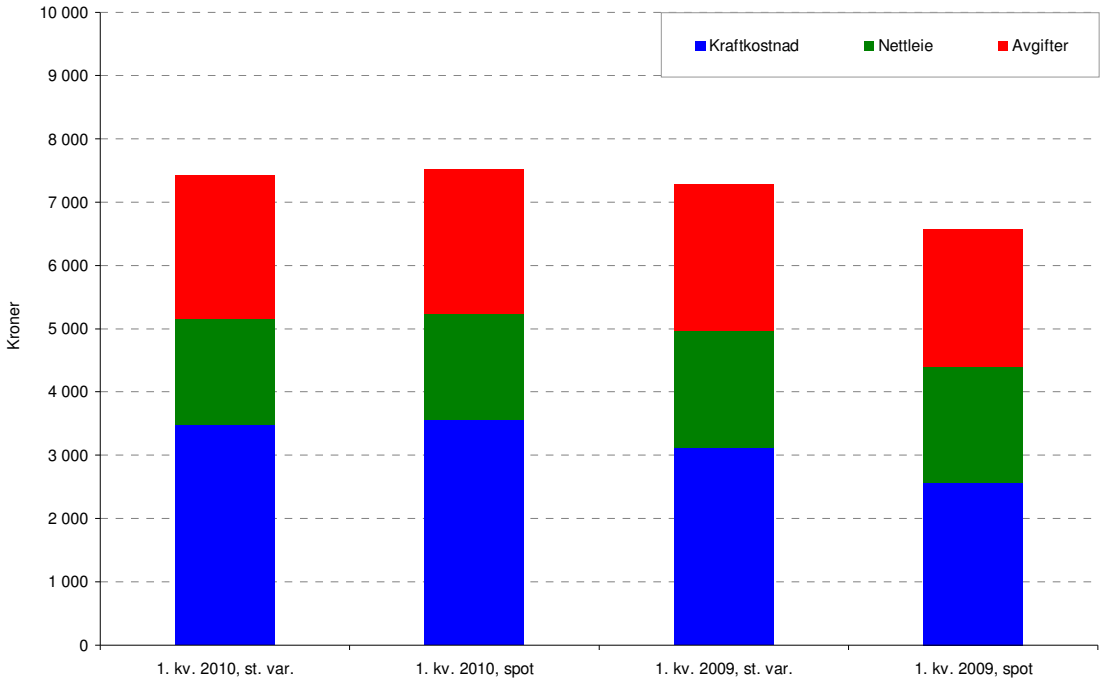


1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft

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 forbruk på 20 000 kWh var 7 422 kroner ved standard variabel kontrakt og 7 523 kroner ved spotpriskontrakt i Sør - Øst Norge i første kvartal 2010. Sammenlignet med samme kvartal i 2009 er dette en økning på 2 prosent for standard variabel kontrakt, mens for spotpriskontrakt er det en økning på 15 prosent.

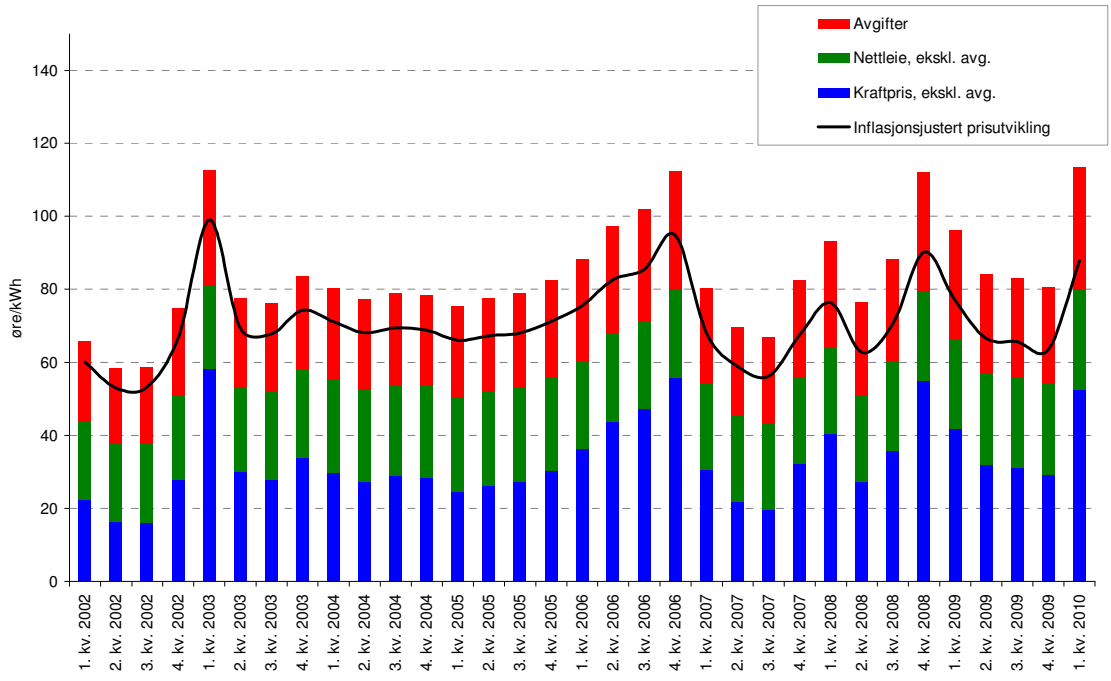
Den totale regningen for en forbruker med markedspriskontrakt var i første kvartal 2010 satt sammen av følgende kostnader; 47 prosent kraftpris, 22 prosent nettleie og 31 prosent avgifter. Tilsvarende tall for tilsvarende kvartal i 2009 var: 39 prosent i kraftpris, 28 prosent i nettleie og 33 prosent i avgifter.

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



Figur 1.8.17 viser utviklingen i kraftprisen (standard variabel kontrakt), nettleie, avgifter og konsumprisindeksen fra første kvartal 2002 til og med første kvartal 2010. Prisen på kraft er den viktigste faktoren for den totale kraftprisen forbrukere må betale. Gjennomsnittsprisen på standard variabel kontrakt økte fra sist kvartal til første kvartal 2010, noe som førte til høyere totale priser i første kvartal 2010.

Figur 1.8.1.8.17 Kraftpris (standard variabel, volumveid), nettleie og avgifter, gjennomsnitt for kvartalet, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet, SSB og NVE



2 Temaartikkel: Vinterens kraftsituasjon - 2009/2010

Av: Thor Erik Grammeltvedt, Tor Arnt Johnsen, Anne Sofie Ravndal Risnes, Finn Erik Ljåstad Pettersen og Mats Øivind Willumsen, Energiavdelingen, NVE.

I brev av 12. mars 2010 ba Olje- og energidepartementet (OED) NVE utarbeide en rapport om vinterens kraftsituasjon. Denne temaartikkelen gjengir NVEs rapport til OED.

Sammendrag

Det norske og nordiske kraftmarkedet er i store trekk velfungerende. Spesielt kaldt vær og lav svensk kjernekraftproduksjon satte likevel kraftsystemet og –markedet på flere store prøver siste vinter. Nær full utnyttelse av produksjonsapparatet i Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland resulterte i svært høye priser i Nord Pools døgnmarked i noen timer i løpet av vinteren. Det er etter NVEs vurdering først og fremst en svært stiv etterspørselsside i Nord Pools elspotmarked som gjorde at prisene kunne bli så høye. Økt prisfølsomhet fra forbrukere og kraftleverandører er derfor svært viktig for å redusere muligheten for at prisene skal kunne bli så høye i fremtiden.

Etter NVEs vurdering er også nettinvesteringer nødvendige for å sikre økt fleksibilitet og tilstrekkelige marginer i driften av nettet i fremtiden. Det norske kraftsystemet har en høy grad av utnyttelse. Gjennom økt bruk av mekanismer som systemvern og utkoblbart forbruk, har det vært mulig å øke overføringen i systemet.

Det tar tid å realisere investeringer både i ny produksjon og nye nettanlegg. Parallelt med nye investeringer vil også etterspørselen kunne øke og skape ny knapphet og flaskehalser. På kort sikt er det derfor først og fremst bedre utnyttelse av det til en hver tid tilgjengelige kraftsystemet og lavere forbruk som kan trygge forsyningssikkerheten.

På mange av overføringslinjene inn til områdene med høyest pris var det i høypristimene svært store reduksjoner i overføringskapasiteten. For eksempel var kapasiteten fra Sør-Norge (pris under 50 øre/kWh) til Sverige (pris 8 kr/kWh) satt til 0 i høypristimene 8. januar 2010. Det må sees nærmere på om bedre organisering av kapasitetsfastsettelse og prisområdeinndeling kan gi bedre utnyttelse av denne type overføringslinjer.

Høye priser fører til lavere forbruk, og det er viktig at prisene tillates å gå høyt i områder og tidsperioder med stor knapphet. Samtidig er det viktig at prisene ikke blir høyere enn nødvendig i de områdene som ikke opplever så stor knapphet.

Driftserfaringene fra vinteren viser at det i mange områder var stor knapphet og at eventuelle utfall av enkeltanlegg ville kunne få store konsekvenser i form av strømbrudd i de kaldeste periodene. For folkerike områder som Bergen, Oslo og Stavanger var driften slik at forbruk ville måtte kobles ut ved utfall av nettanlegg eller produksjon. På samme tid hadde disse områdene de laveste kraftprisene i Norden. NVE anbefaler at det sees nærmere på alternativ markedsorganisering der regionale priser og prisforskjeller brukes mer aktivt til å dempe forbruket og trygge forsyningssikkerheten i påvente av større nettinvesteringer.

De mobile reservekraftverkene i Midt-Norge er i utgangspunktet et virkemiddel for å unngå energiknapphet, men kan også være et virkemiddel mot effektknapphet. Det ble i vinter gitt midlertidig dispensasjon til drift av de mobile reservekraftverkene i anstrengte driftssituasjoner med fare for utkobling av forbruk. NVE vil se nærmere på om dispensasjonen bør gjøres permanent. Det bør også utredes hvorvidt alternative lokaliseringer bør klargjøres for bruk av de mobile reservekraftverkene.

Forbruk med utkoblbar tariff ble i perioder med spesielt høy last koblet ut, og dette var viktige bidrag for å sikre driften av systemet. Alternativet ville i vinter vært redusert driftssikkerhet med flyt i kritiske snitt utover det som normalt kan tillates. Erfaringene viser derfor at det er behov for å sikre at systemansvarlig har virkemidler som kan benyttes i spesielle driftsituasjoner.

Det er behov for en større vurdering av hvilke nivå som er samfunnsmessig rasjonelt for forsyningssikkerheten i kraftsystemet. NVE vil høsten 2010 utarbeide en rapport om forsyningssikkerhet i kraftsystemet og vurdere kriterier for prioritering av sikker drift og forutsetninger for langsiktig planlegging av samfunnsmessig rasjonelle løsninger for nettinvesteringer.

2.1 Innledning

Vinteren 2009/2010 har ved flere anledninger gitt svært høye kraftpriser i deler av Norden. På det høyeste kom prisen i Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og på Sjælland opp mot 12 kr/kWh. Det er mer enn 2000 prosent høyere enn gjennomsnittet for hele første kvartal 2010. Selv om de svært høye prisene bare strakk seg over noen få timer, fører de til store pengeoverføringer og økte utgifter for mange forbrukere og aktører i kraftsektoren. Også media og allmennhet har vist betydelig interesse for hendelsene.

NVE ser svært alvorlig på at kraftprisene kunne gå så høyt som siste vinter. Værforhold og fysiske forhold i kraftsektoren var ekstreme, og kan forklare at knappheten på elektrisk kraft ble stor. De høye prisene skyldes først og fremst at store forbrukere og leverandører i sum faktisk var villige til å betale så høye priser. Det er likevel grunn til å spørre om bedre informasjon og risikohåndtering spesielt på etterspørselssiden ville gi høyere prisfølsomhet i døgnmarkedet. I tillegg er NVE åpen for at bedre markedsdesign, spesielt med hensyn til flaskehalshåndtering, ville kunne gi lavere priser i høyprisområdene og færre/mindre høyprisområder.

OED har i brev av 12. mars 2010 bedt NVE om en rapport som beskriver kraftsituasjonen og de høye prisene vinteren 2009/2010. Spesielt bes det om vurderinger knyttet til reservekraftverkene i Midt-Norge. Herværende rapport er NVEs svar på OEDs forespørsel.

Resten av denne rapporten er disponert som følger: I kapittel 2.2 redegjøres det for kraftsystemet og -markedets utgangspunkt for vinteren ved månedsskiftet november/desember. Kapittel 2.3 inneholder drøfting av værforhold, kraftforbruk, produksjon, kraftsystem og –nett samt prisutvikling i engros- og sluttbrukermarkedene fra desember 2009 til mars 2010. I kapittel 2.4 drøftes de tre periodene med svært høye kraftpriser. I kapittel 2.5 drøftes spesielle forhold knyttet til drift og forsyningssikkerhet i vinter. Kapittel 2.6 dreier seg om reserver i det nordiske kraftsystemet med hensyn til regelverk og praktisering siste vinter. Kapittel 2.7 tar for seg spesielle tiltak for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner, herunder energiopsjoner og reservekraftverk. Til slutt - i kapittel 2.8 - skisseres temaer for videre arbeid med sikte på å legge til rette for et kraftmarked som fungerer slik at sannsynligheten for igjen å oppleve perioder med like høye kraftpriser er redusert.

2.2 Utgangspunktet ved inngangen til vinteren

Per 1. desember 2009 observerte vi døgnmarkedspriser mellom 302 kr/MWh i Sør-Norge og 336 kr/MWh på Sjælland. I snitt var de nordiske døgnmarkedsprisene 186 kroner lavere enn 1. desember 2008. Prisene i det nordiske terminmarkedet indikerte at markedsaktørene ikke forventet høyere priser fremover. Førstekvartalskontrakten for 2010 var priset til 315 kr/MWh på Nord Pool. At markedets prisforventninger ikke var høyere skyldes både at den hydrologiske situasjonen var god og lave brenselpriser. Prisen på kull og gass har falt betraktelig fra de høye nivåene vi observerte våren/sommeren 2008. Prisene i terminmarkedet for elektrisk kraft lå høyere enn marginalkostnaden for et kullkraftverk. Det var således først og fremst de hydrologiske forholdene som var bestemmende for den nordiske prisutviklingen. At forbruket i 2009 var 20 TWh lavere enn i 2008 har også hatt en dempende virkning på prisene. Lavere aktivitet i verdensøkonomien har bidratt til nedgangen i forbruket.

Tabell 2.0 Kraftpriser og magasinfylling ved inngangen til desember. Kilde: Nord Pool og NVE

Situasjonen per 1. desember 2009				
Kraftpriser (kr/MWh)		**Magasinfyllingsgrad (prosent)**		
Døgnmarkedspriser Nord Pool Spot:			**Faktisk**	**Normal**
Sør-Norge (NO1)	302	**Norge**	78,6	80,5
Midt-Norge (NO2)	306	**NO1**	76,1	
Nord-Norge (NO3)	306	**NO2**	82,6	
Sverige	306	**NO3**	71,4	
Finland	306	**Sverige**	67,6	75,5
Jylland (DK1)	337	**Finland**	59,6	81,7
Sjælland (DK2)	390			
Finansielle kraftpriser Nord Pool:				
Terminpris 1 kvartal 2010	315			
Terminpris 2 kvartal 2010	274			

Magasinfyllingen var ved inngangen til desember litt under normalt for landet som helhet. I følge Statnetts prognose den første uken i desember var det forventet at magasinfyllingen skulle falle til rundt 30 prosent ved vårkulminasjonen i uke 18. Det er fire prosentpoeng under normalt. Midt-Norge hadde høyest magasinfylling i begynnelsen av desember. Den svenske magasinfyllingen lå mer enn 10 prosentpoeng under den norske fyllingsgraden. Forsinket oppstart i de svenske kjernekraftverkene etter sommerens revisjoner har medvirket til at vannkraftprodusentene har måtte produsere mer for å dekke etterspørselen.

I begynnelsen av desember var fem svenske kjernekraftreaktorer ute av drift (Oskarshamn 2 og 3, Ringhals 1 og 2, Forsmark 2). Til sammen utgjorde disse i underkant av 50 prosent av den totale installerte kapasiteten i svenske kjernekraftverk. Det hadde vært flere meldinger om forsinket oppstart, og per 1. desember var kraftverkene ventet tilbake i drift i løpet av desember og januar. Alle meldingene om utsettelser skapte usikkerhet i markedet. Ingen av verkene kom tilbake i drift som forespeilet.

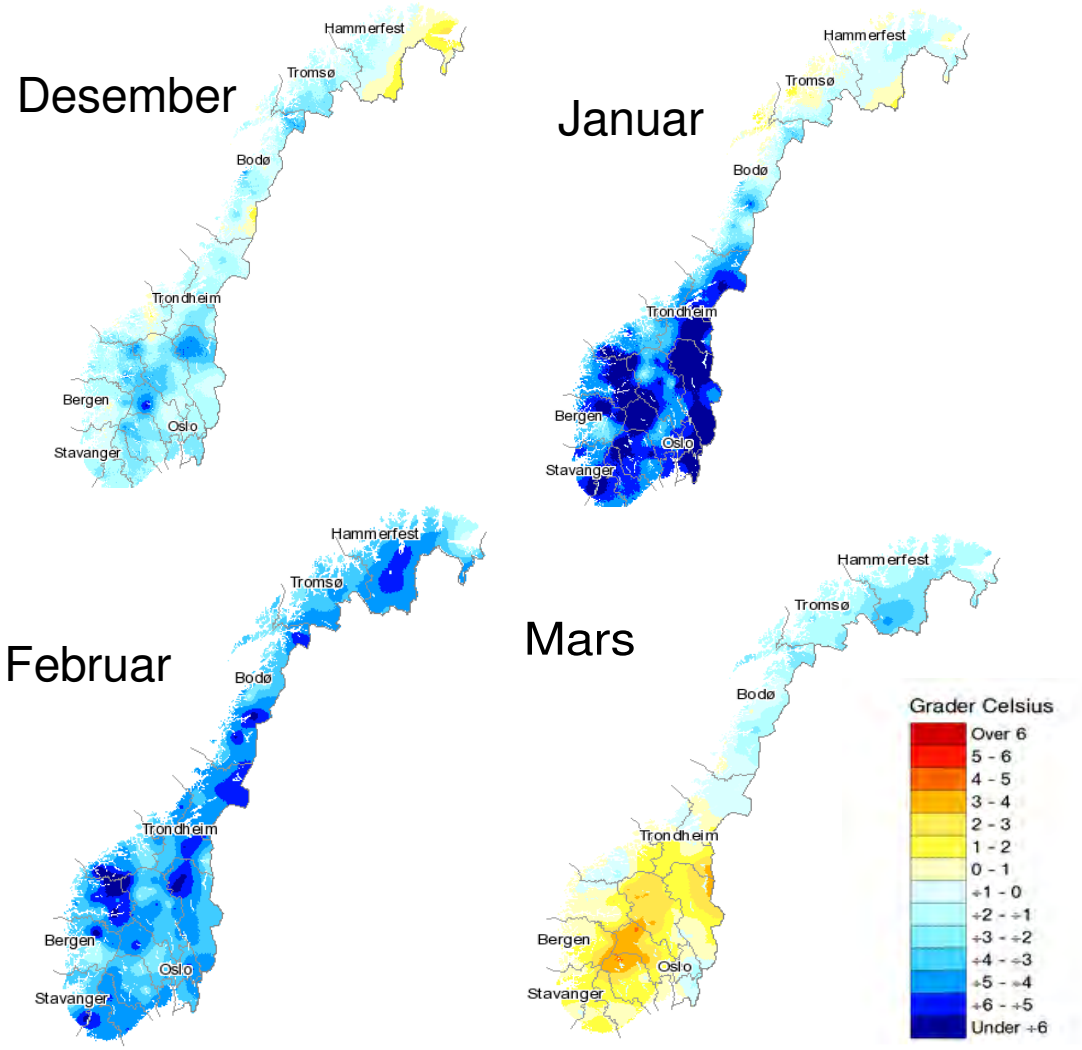
Vannkraftprodusentenes verdsetting av magasinvannet avhenger sterkt av forventet markedsutvikling. Utsiktene til lave priser kan ha gitt lavere verdsetting av vannet og dermed høyere vannkraftproduksjon enn om det var den faktiske markedsutviklingen som var forventet. Dette kan igjen ha forsterket knappheten i produksjonskapasitet som gjorde seg gjeldende i perioder med kaldt vær og høy etterspørsel utover vinteren.

2.3 Kraftsituasjonen desember 2009 til mars 2010

2.3.1 Værforholdene vinteren 2009/2010

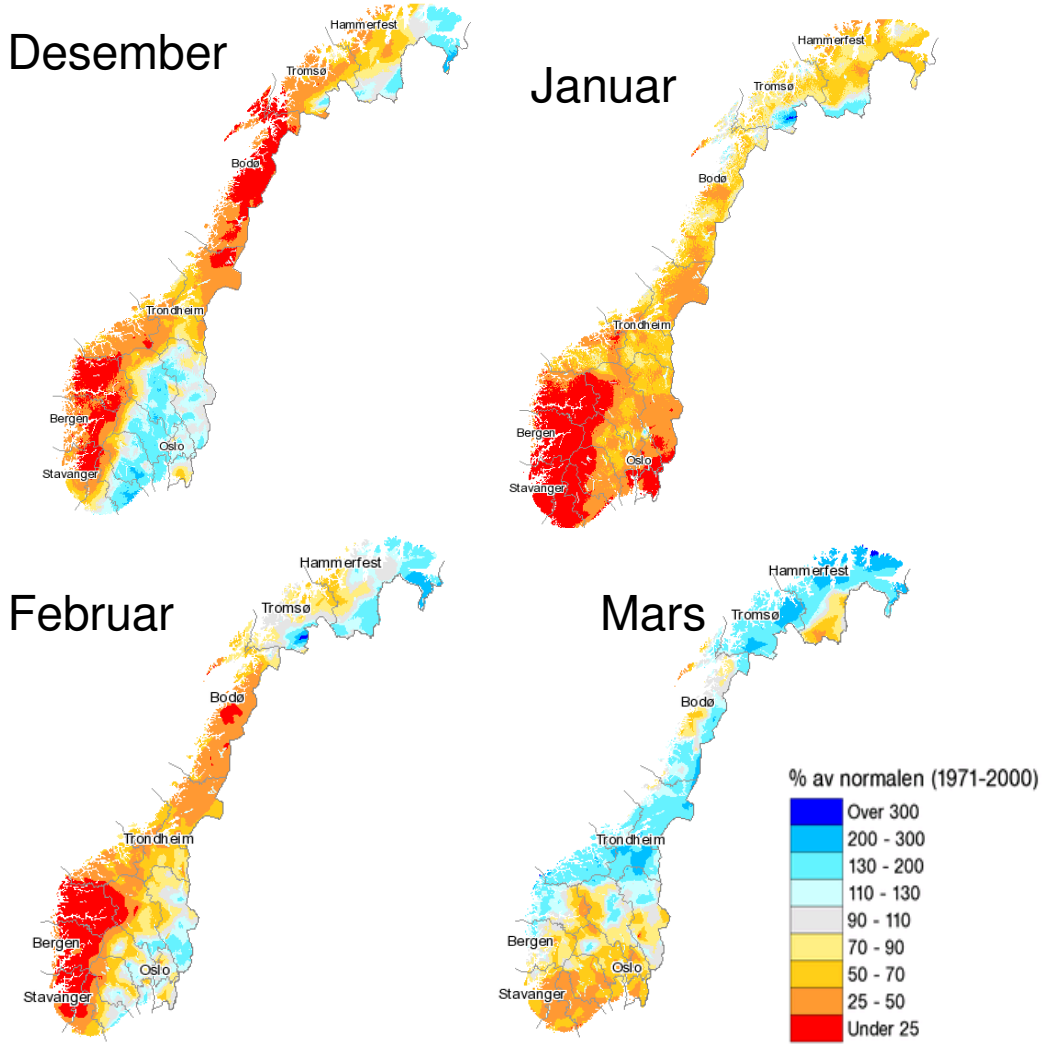
Vinteren 2009/2010 var preget av kaldt vær og lite nedbør. Det har stort sett vært temperaturer betydelig under normalt i vinter. Fra desember 2009 til og med februar 2010 var gjennomsnittstemperaturen 2,5 grader under normalt. For denne spesifikke perioden er det den ellevte kaldeste de siste 110 årene. I mars var det mildt og temperaturer over normalt i sør, men fortsatt kaldt i nord. Den kaldeste uken var årets første uke. Da var gjennomsnittstemperaturen 15 minusgrader i Oslo. Det var kun nord i landet at det var normale temperaturer.

Figur 2.3.1 Temperaturer desember 2009 til mars 2010, avvik fra normal (grader celsius)



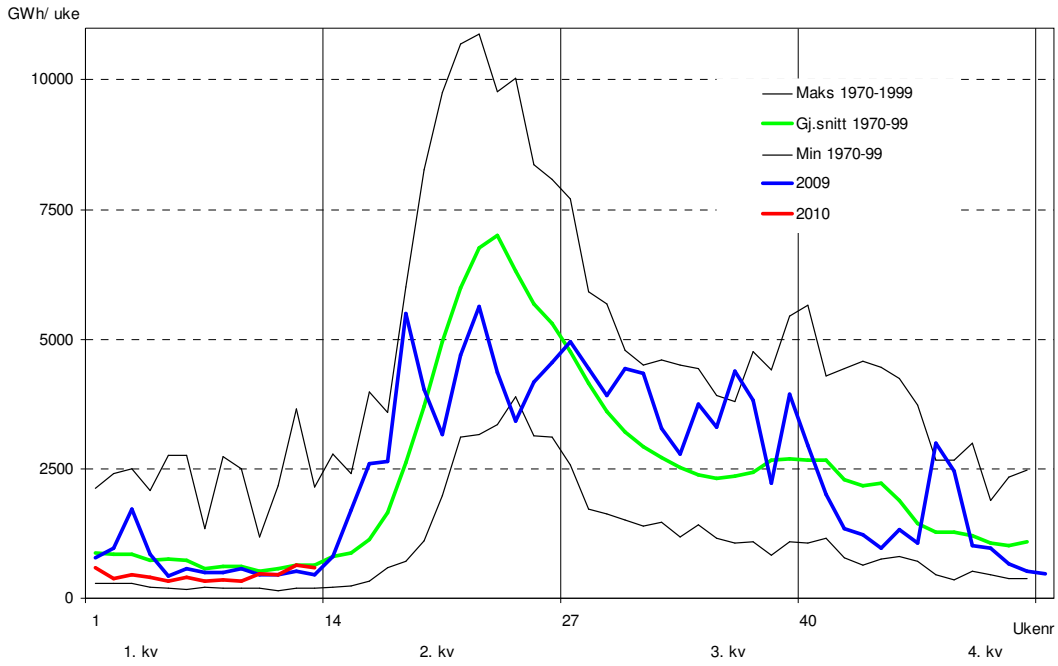
I perioden fra desember 2009 til og med mars 2010 (uke 49-2009 til uke 12-2010) kom det nedbør tilsvarende 24,7 TWh. Det er 17,5 TWh lavere enn normalt. Ser vi kun på perioden fra desember til februar 2010 kom det 52 prosent av normale nedbørmengder. Det er den nest tørreste vinteren på 110 år. Det var spesielt tørt på Vestlandet. Der hadde vi den tørreste vinteren noensinne. I mars var det normale nedbørmengder i Norge som helhet.

Figur 2.3.2 Nedbør desember 2009 til mars 2010, prosent av normal



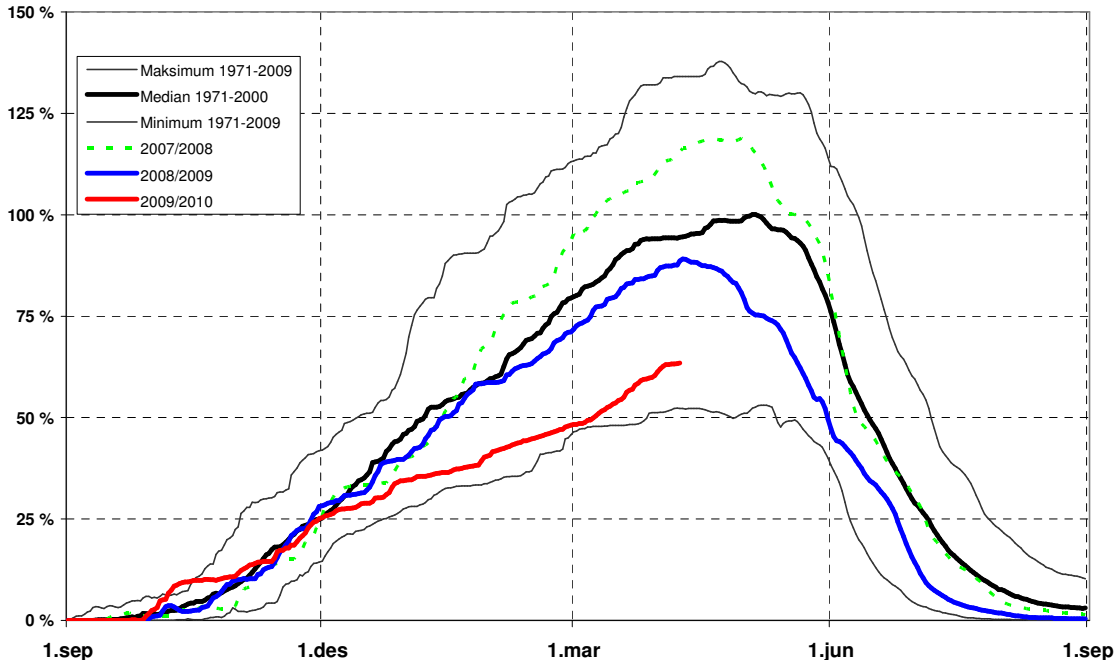
Tilsiget til norske vannmagasin utgjorde 8,4 TWh fra desember til mars. Det er 4,2 TWh mindre enn normalt.

Figur 2.3.3 Nyttbart tilsig 2009 og 2010, GWh



Det har også kommet betydelig mindre snø enn normalt. Snømagasinet var omtrent som normalt i begynnelsen av desember. Ved utgangen av uke 12 i år var det cirka 40 prosent mindre snø enn normalt.

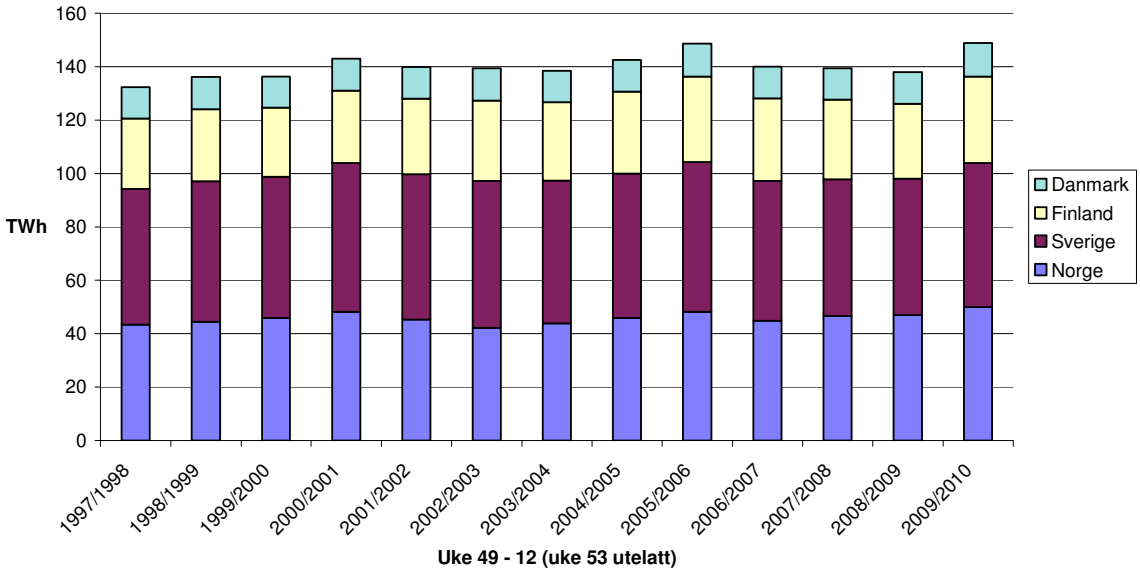
Figur 2.3.4 Snøens energiinnhold, prosent av normal kulminasjon



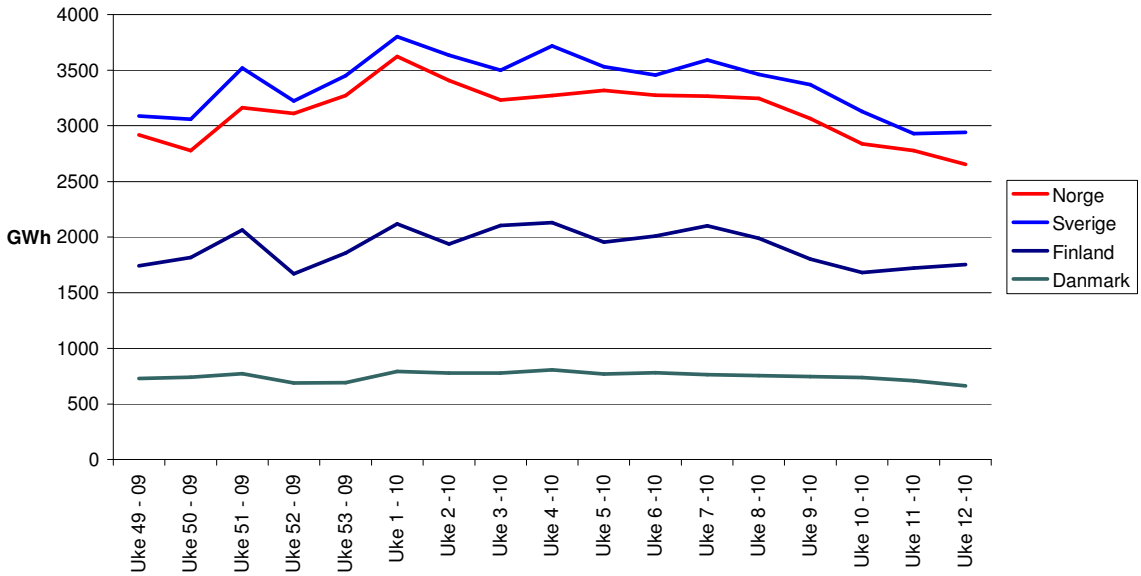
2.3.2 Forbruksutvikling i Norge og Norden

Det kalde været har bidratt til at vi har hatt rekordhøyt nordisk kraftforbruk i vinter til tross for at finanskrisen har bidratt til lavere økonomisk aktivitetsnivå. Ut fra Figur 2.3.7 ser vi at det først og fremst er innenfor alminnelig forsyning at det norske kraftforbruket har økt sammenlignet med fjoråret, mens det har vært en reduksjon i forbruket til kraftkrevende industri. I denne kategorien var kraftforbruket fra uke 49/2009 til uke 12/2010 8,7 TWh, mot 9,2 TWh i samme periode i fjor.

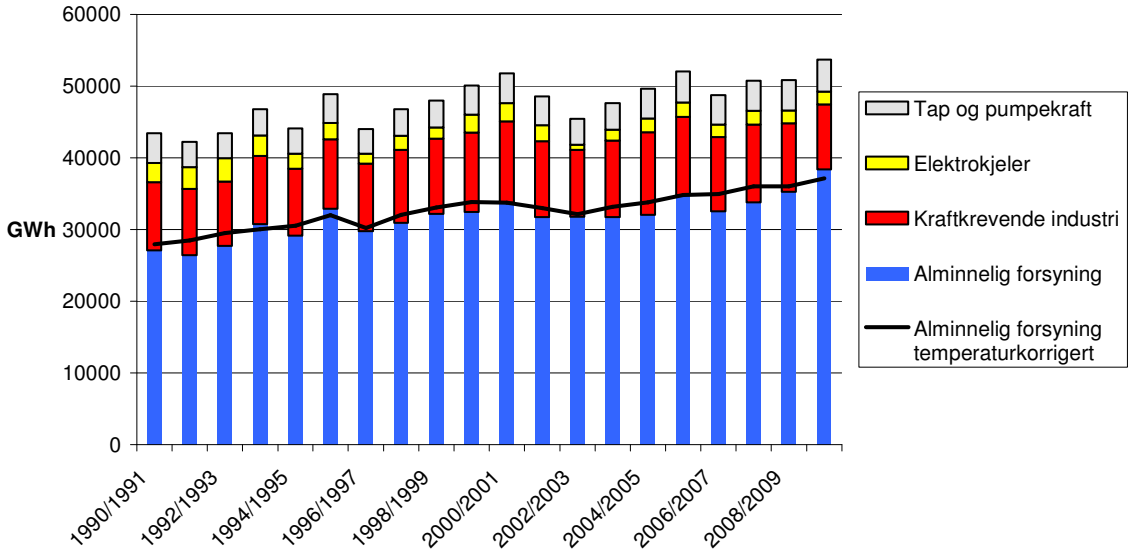
Figur 2.3.5 Forbruk i de nordiske landene for uke 49 til 12 (uke 53 er utelatt), TWh



Figur 2.3.6 Utvikling i forbruket for de nordiske landene fra uke 49 2009 til uke 12 2010, GWh

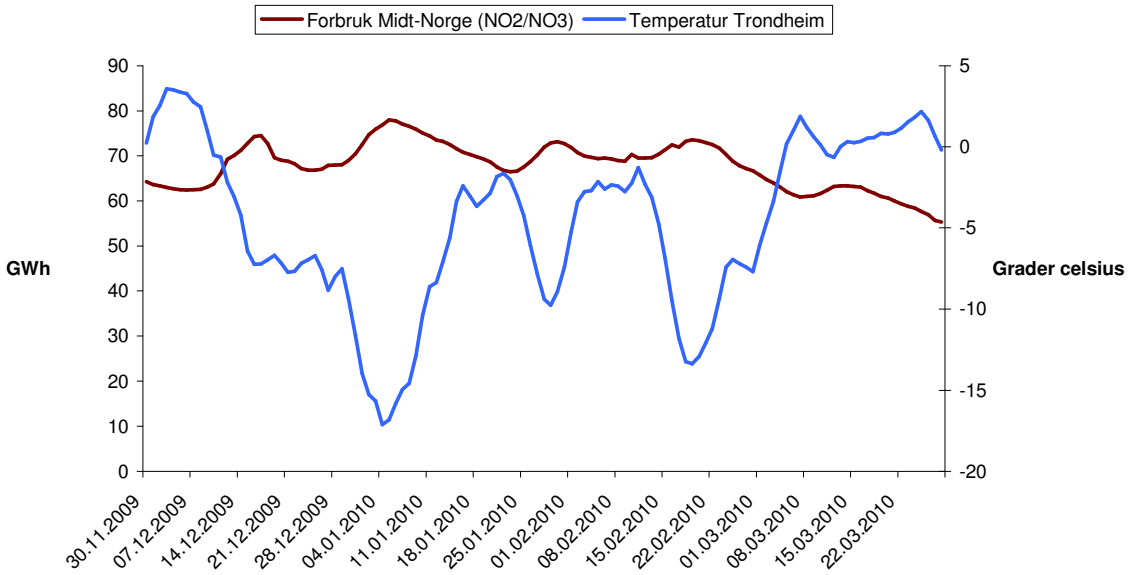


Figur 2.3.7 Forbruk i Norge fordelt på ulike kategorier, GWh



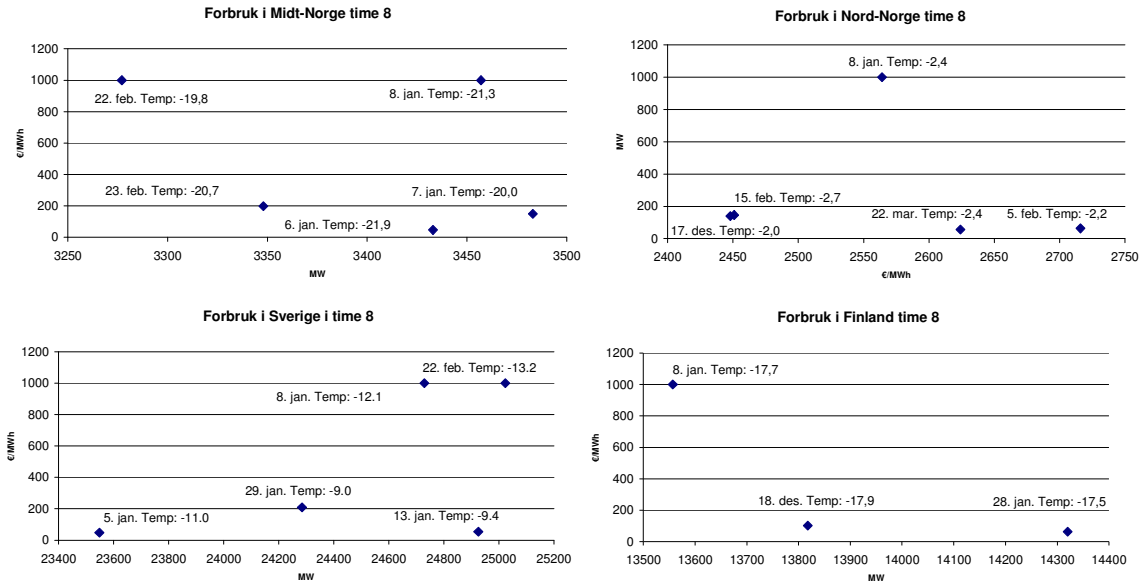
Temperatur forklarer mesteparten av økningen i det samlede norske forbruket. Figur 2.3.8 viser utviklingen i forbruket i Midt-Norge sammen med temperaturen i Trondheim (glidende syv-dagers gjennomsnitt). Vi ser at variasjonen i forbruket i sterk grad følger svingningene i temperaturen. Forbruket nådde sitt høyeste nivå i uke 1 og det norske kraftforbruket i time 9 onsdag denne uken var det høyeste registrerte kraftforbruket i en time noensinne. Da ble det benyttet 23 994 MWh elektrisk kraft i Norge. Vedvarende kulde, ned mot under 20 minusgrader i store deler av landet, bidro til svært høyt forbruk enkelte timer.

Figur 2.3.8 Forbruk i Midt-Norge og temperatur i Trondheim representert ved glidende syv-dagers gjennomsnitt, GWh



Vi har i vinter i enkelte timer observert svært høye kraftpriser. Et viktig spørsmål er i hvilken grad kraftforbruket reagerer på disse prisene. NVE har fått tilgang til kjøps- og salgskurver for elspotområdene som har hatt de høyeste prisene i vinter. Disse viser at det er en viss fleksibilitet i forbruket for lavere priser, men prisfølsomheten avtar betraktelig for høyere prisnivåer (bratte kjøpskurver). Dette medvirker til at i situasjoner med kaldt vær og høyt forbruk kan små endringer i tilbudet av elektrisk kraft og/eller overføringskapasitet gi store utslag i kraftprisen. Det har imidlertid også vært tegn til at erfaringen med høye priser har påvirket atferden til markedsdeltakerne. I følge NTB 23. februar, stoppet flere bedrifter produksjonen i enkelte timer eller døgn for å spare strøm. De høye prisene gir således viktige signaler om knapphet.

Figur 2.3.9 Forbruk og pris i time 8 i enkelte ukedager med om lag lik temperatur for Midt- og Nord-Norge, Sverige og Finland. Kilde: SKM Syspower



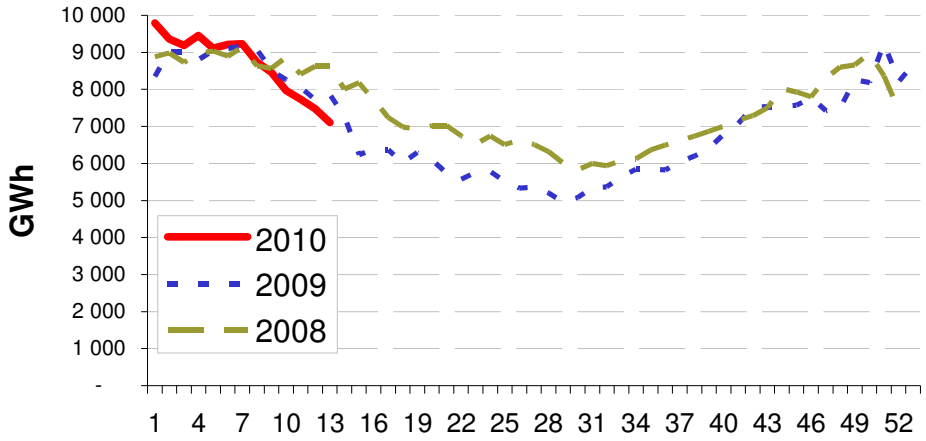
*** Temperaturene er døgngjennomsnitt. Temperaturer oppgitt for Midt-Norge er målt på Værnes, for Nord-Norge i Tromsø, for Finland i Helsinki og for Sverige er oppgitt temperatur et gjennomsnitt av målinger i Stockholm og i Göteborg.**

Figur 2.3.9 viser forbruk og pris enkelte ukedager med om lag lik temperatur i vinter. Selv om det kan være ulike temperaturer i dagene i forveien, skulle ikke temperatur kunne forklare særlige forskjeller i forbruket i disse timene. Dersom forbrukere reagerer på høy pris ved å redusere forbruket sitt, skulle vi kunne observere lavere forbruk i timene med høy pris. Selv om illustrasjonen i figuren over langt fra er et tilstrekkelig grunnlag til å trekke konklusjoner, trekker den i retning av at prisfølsomheten i Nord-Norge og Finland er høyere enn i Midt-Norge og Sverige. Figurene for Finland og Nord-Norge illustrerer at forbruket faller når prisen går opp. Det er ikke tilfelle for figuren for Midt-Norge og spesielt ikke for Sverige.

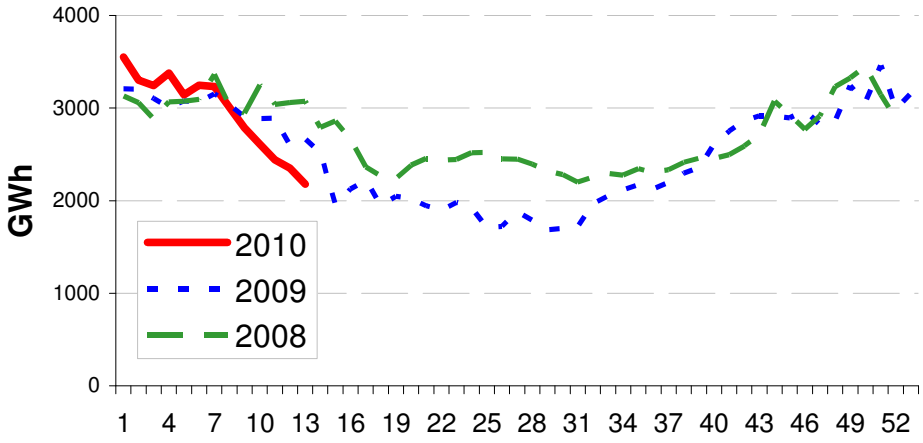
2.3.3 Produksjonsutvikling i Norge og Norden

Den nordiske kraftproduksjonen i de syv første ukene av 2010 var høyere enn i samme periode de to foregående år. For Norges del gjaldt dette for de seks første ukene av 2010 (se Figur 2.3.10 og Figur 2.3.11). Dette til tross for lave tilsig til vannmagasinene.

Figur 2.3.10 Ukentlig nordisk kraftproduksjon, GWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.3.11 Ukentlig norsk kraftproduksjon, GWh. Kilde: Nord Pool

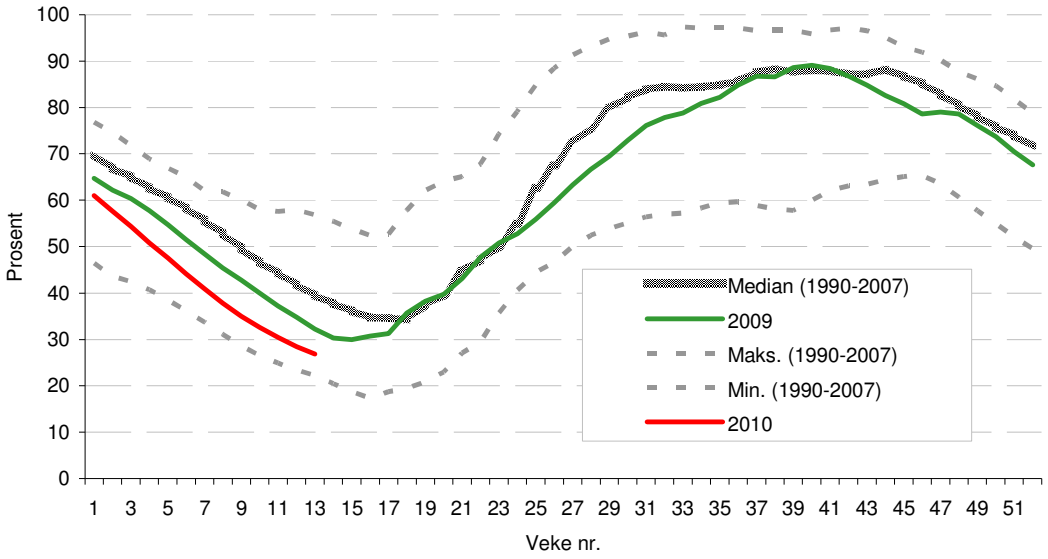


Figur 2.3.12 viser utviklingen i magasinfyllingen i Norge i 2009 og 2010, og median fyllingsgrad. Ved inngangen til uke 49 i 2009 var magasinfyllingen i Norge 1,9 prosentpoeng under medianen. Ved utgangen av uke 12 i år var fyllingsgraden 13,3 prosentpoeng under medianen. Dette innebærer at magasinene i disse ukene ble tappet for mer enn 9 TWh mer enn vanlig nedtapping i denne perioden.

Midt-Norge, Sørøst-Norge, og etter hvert Vest-Norge hadde betydelig lavere fyllingsgrad enn Nord-Norge og Sørvest-Norge. Mens fyllingsgraden ved utgangen av uke 12 for hele landet var 28,5 prosent, var den 16,0 prosent i Sørøst-Norge, 18,5 prosent i Midt-Norge og 25,3 prosent i Vest-Norge. I Nord-Norge var fyllingsgraden 38,1 prosent. I Sørvest-Norge var den 31,3 prosent.

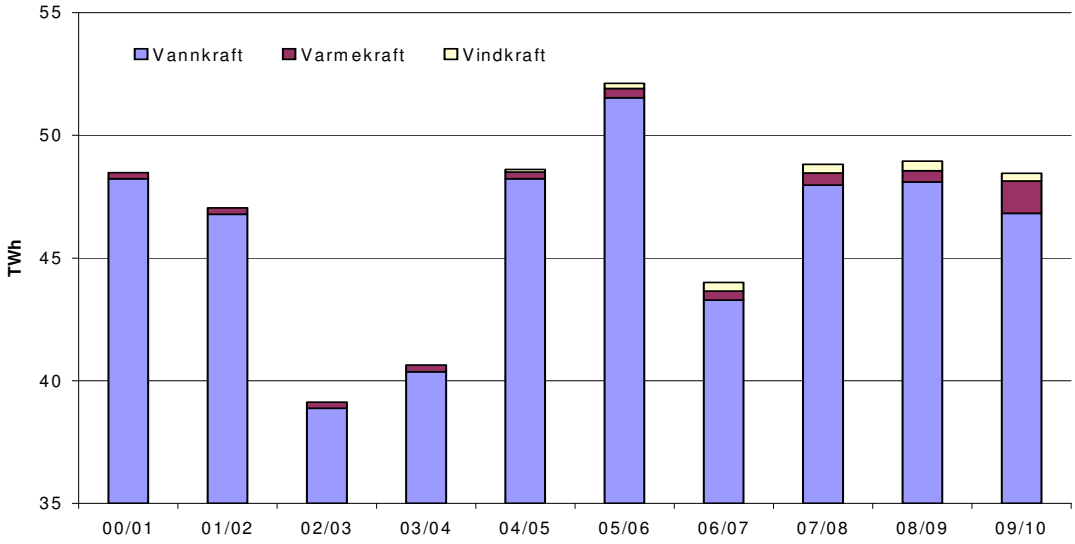
Kraftsituasjonen i Midt-Norge ble av Statnett karakterisert som stram fra utgangen av uke 3. Etter hvert ble også kraftsituasjonen i Vest-Norge karakterisert som stram.

Figur 2.3.12 Fyllingsgraden til vannmagasinene i Norge. Prosent. Kapasitet=84,3 TWh. Kilde: NVE



Figur 2.3.13 og Figur 2.3.14 viser produksjonen fordelt på teknologier i Norge og Norden i vinterperioden fra og med uke 49 til og med uke 12, tilbake til 2000.

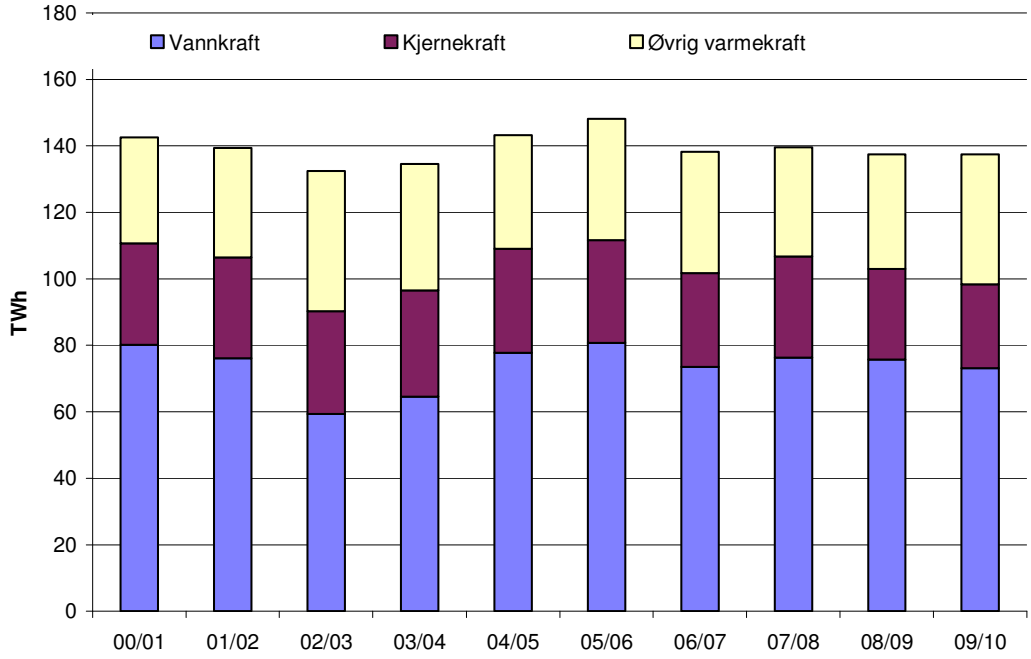
Figur 2.3.13 Kraftproduksjon fordelt på teknologier i Norge, uke 49 – uke 12, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.3.13 viser at vannkraftproduksjonen i Norge denne vinteren (uke 49 – uke 12) har vært nesten like høy som de to foregående år, til tross for lite tilsig til vannmagasinene. Konsekvensen har vært at magasinene har blitt tappet ned i sterkere grad enn median nedtapping. Etter hvert som fyllingsgraden har sunket sammenlignet med medianen, har det

gjenværende vannets verdi økt per enhet. Det har tvunget frem en høyere kraftpris i vinter for at produsentene skulle være villig til å produsere nok til å dekke etterspørselen.

Figur 2.3.14 Kraftproduksjon fordelt på teknologier i Norden, uke 49 – uke 12, TWh. Kilde: Nord Pool



Også for Norden som helhet var vannkraftproduksjonen noe lavere denne vinteren enn de to forgående. Mer iøynefallende er imidlertid nedgangen i kjernekraftproduksjonen de to siste årene. Vinteren for to år siden var kjernekraftproduksjonen over 5 TWh høyere enn i vinter.

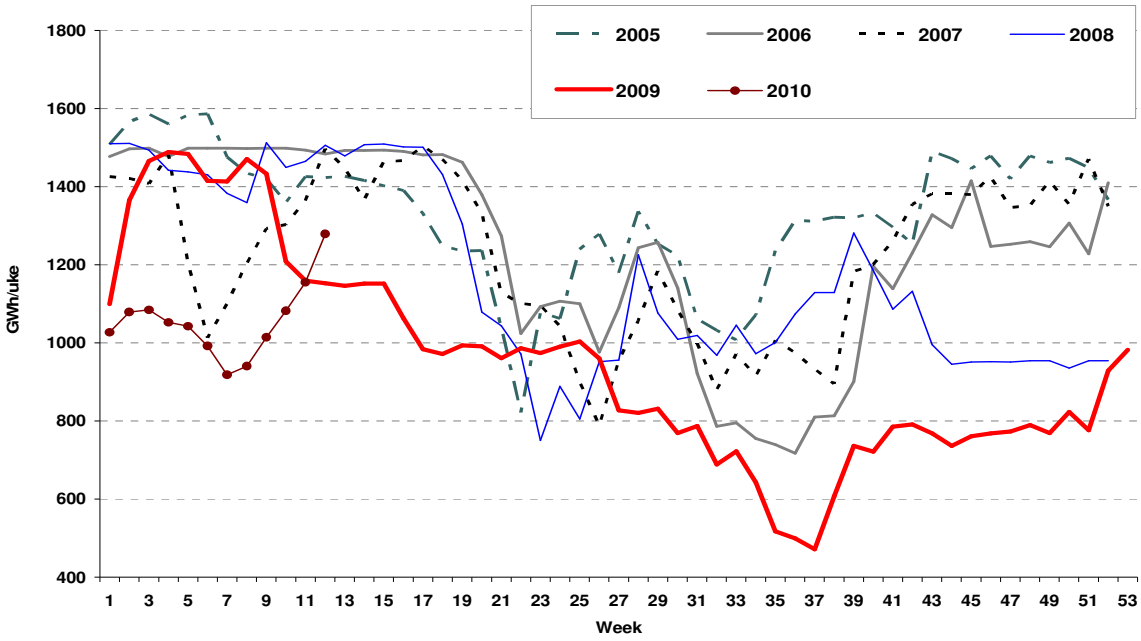
Nedgangen i svensk kjernekraftproduksjon har vært enda sterkere. Mens den svenske kjernekraftproduksjonen denne vinteren var 16,0 TWh, var den i samme periode for ett år siden 20,0 TWh og ett år tidligere 23,1 TWh.

Den tilgjengelige produksjonskapasiteten ved svenske kjernekraftverk har vært lavere enn normalt siden sommeren 2009. Kapasiteten er normalt sett relativt høy ved inngangen til sommermånedene. Kapasiteten går så noe ned om sommeren på grunn av vedlikeholdsarbeid, for så å øke igjen utover høsten når kraftverkene kommer tilbake i drift.

Den tilgjengelige kapasiteten ved svenske kjernekraftverk i perioden 1. desember til 1. april har vært redusert med opp til om lag 5000 MW. Det er over 50 prosent av full produksjonskapasitet.

Figur 2.3.15 viser ukentlig produksjon fra svenske kjernekraftverk de siste fem årene. I siste halvår av 2007 var den svenske kjernekraftproduksjonen 30,7 TWh. I siste halvår av 2008 var den 26,8 TWh, mens den i samme periode i fjor var 19,1 TWh (uke 27 – uke 52). Produksjonsnedgangen skyldes sikkerhetsmessige forhold. Vedlikeholdsperiodene har pågått mye lengre enn vanlig og anlegg har blitt tatt ut av drift. For eksempel skyldes utsatt idriftsettelse ved Ringhals 1 at den svenske Strålskyddsmyndigheten ikke godkjente anlegget etter den opprinnelige vedlikeholdsperioden.

Figur 2.3.15 Ukentlig svensk kjernekraftproduksjon, GWh. Kilde: Svensk Energi

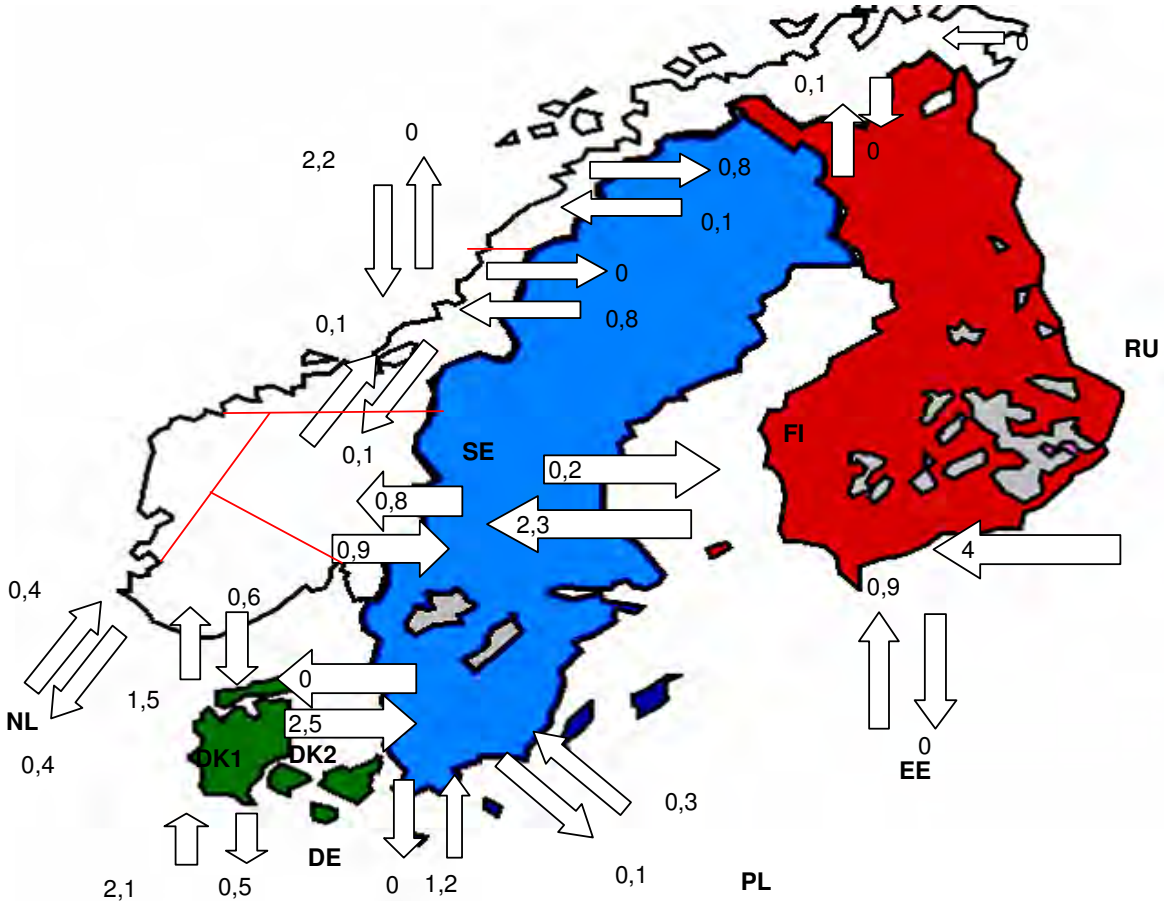


En økning i øvrig termisk produksjon kompenserte for nedgangen i vann- og kjernekraftproduksjonen i Norden, slik at samlet produksjon var om lag lik produksjonen vinteren 2008/2009.

2.3.4 Kraftutveksling og nettkapasitet

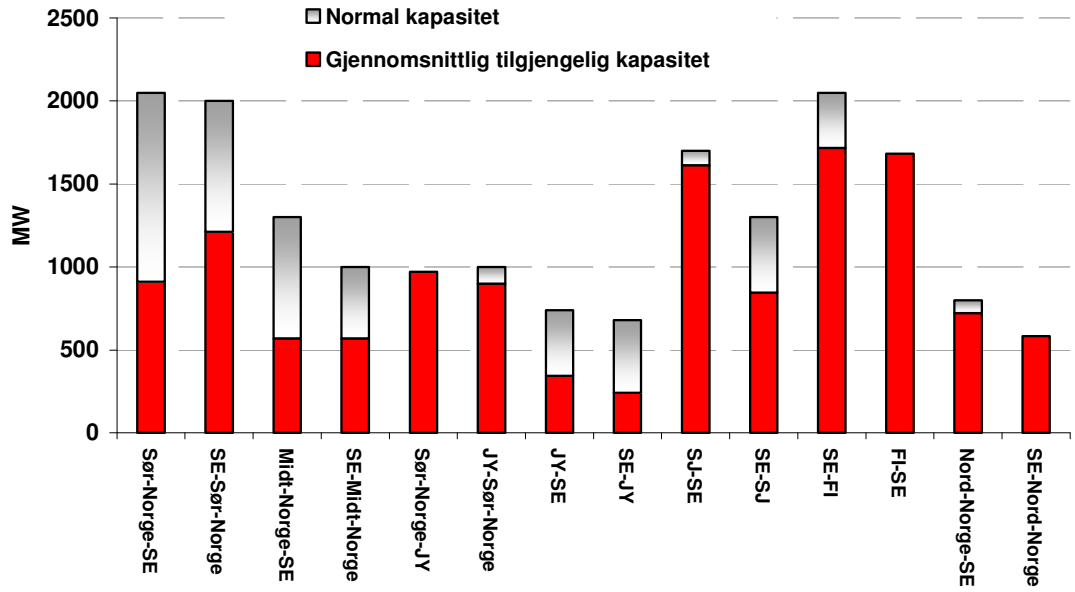
Med unntak av forbindelsen mellom Norge og Nederland har det i hovedsak vært import av kraft på forbindelsene mellom Norden og resten av Europa. NorNed-kabelen gikk ut av drift 27. januar og frem til da var utvekslingen med Nederland omtrent i balanse. Det var i hovedsak norsk eksport til Nederland på dagtid og norsk import om natten. På grunn av det lave tilsiget og det kalde været i Norden har det tyske prisnivået vært lavere enn det nordiske i denne perioden. Til sammen utgjorde den nordiske nettoimporten fra Tyskland i perioden fra desember til og med mars 2,8 TWh. På dagtid når forbruket er høyt har all tilgjengelig overføringskapasitet fra Jylland inn til Sverige og Norge blitt benyttet, og det har vært en betydelig nettoeksport fra Jylland til Norge og Sverige. Fra Sverige til Sør-Norge har det vært en knapp nettoeksport i vinter. Eksporten til Sverige var størst før nyttår. Fra og med uke 2 i år har det i hovedsak vært sørnorsk nettoimport fra Sverige. Sørøst-Norge utgjorde et eget prisområde fra og med 11. januar. Prisene i dette området har siden da i større grad reflektert den hydrologiske situasjonen i dette området og vært på nivå med prisene i Sverige, Finland, Sjælland og de nordlige områdene i Norge. Det har bidratt til økt kraftflyt fra Sverige avhengig av den tilgjengelige importkapasiteten. I Midt-Norge har det vært en betydelig kraftetterspørsel i vinter. Midt-Norge har i stor grad importert kraft direkte fra Nord-Norge, men også via Sverige ved at svensk import fra Nord-Norge er blitt eksportert videre til Midt-Norge.

Figur 2.3.16 Kraftutveksling i perioden fra og med uke 49 2009 til og med uke 12 2010, TWh Kilde: Nord Pool



Overføringskapasiteten mellom de nordiske elspotområdene fastsettes av systemoperatørene. Hvor mye av den normale overføringskapasiteten som er tilgjengelig blir bestemt på bakgrunn av den prognoserte lastsituasjonen i de ulike områdene samt tekniske forhold i nettet som utfall og revisjoner av linjer. I Figur 2.3.17 ser vi at den gjennomsnittlige overføringskapasiteten for flere av overføringsforbindelse har vært betydelig lavere enn normalt i vinter. Mellom Sverige og Sør-Norge har kapasiteten variert betydelig gjennom perioden avhengig av lastsituasjonen. På grunn av en feil på Kontiskan-kabelen mellom Jylland og Sverige, har overføringskapasiteten vært mer enn halvert mellom disse to områdene i vinter.

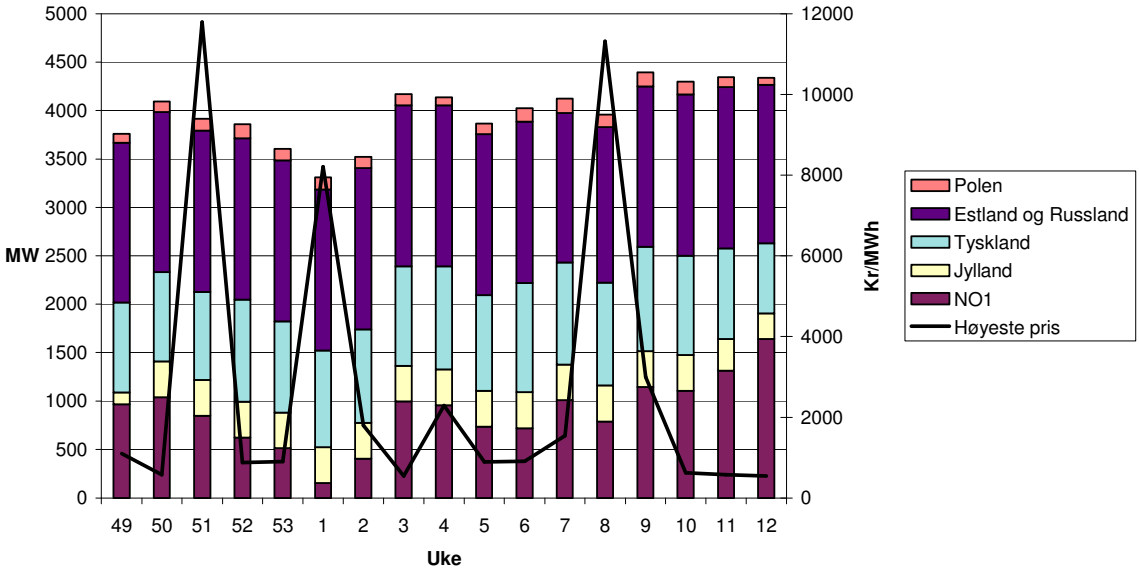
Figur 2.3.17 Gjennomsnittlig og normal overføringskapasitet fra uke 49 2009 til uke 12 2010, MW



I timer med høye priser utgjorde elspotområdene i Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland et felles prisområde. Sør-Norge og Jylland hadde i hovedsak betydelig lavere priser. Hvor mye overføringskapasitet som var tilgjengelig inn til elspotområdene med høyest pris er således av stor betydning. Av Figur 2.3.18 ser vi at den samlede importkapasiteten inn til høyprisområdet har variert betydelig i vinter. Det skiller over 1000 MW i snittkapasitet mellom uken med laveste kapasitet i uke 1 og uken med høyest kapasitet i uke 9.

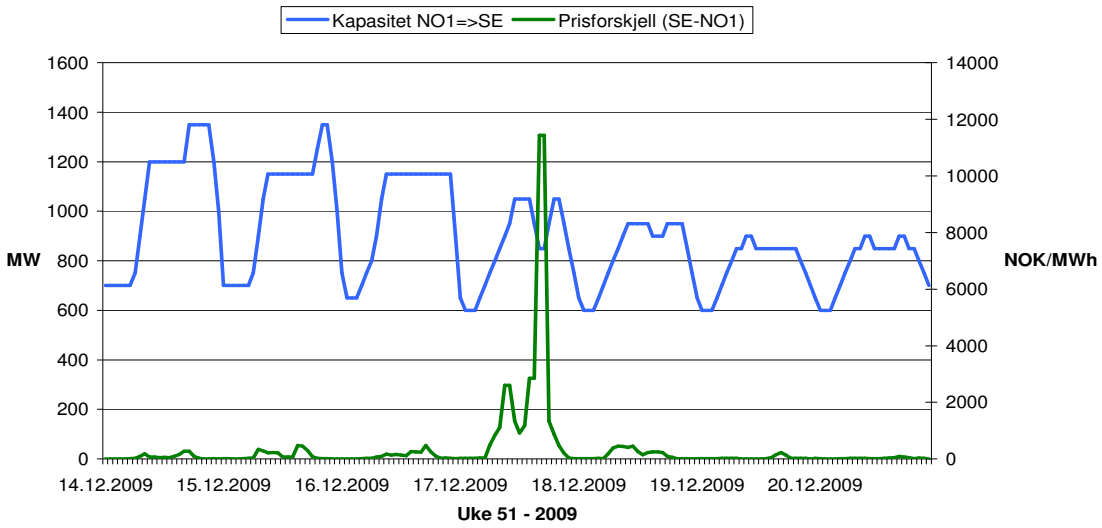
Det er særlig importkapasiteten fra NO1 til Sverige som har bidratt til variasjonen. I perioder med kaldt vær og høyt forbruk i befolkningstette områder på Østlandet er det stor etterspørsel etter kraft fra vannkraftprodusenter i vestre deler av Sør-Norge. Dette fører til press på kraftnettet internt i Sør-Norge. Av hensyn til systemsikkerheten begrenser Statnett eksportkapasiteten fra NO1 til Sverige. Dette hindrer således sørnorsk eksport til Sverige og holder den interne flyten i Sør-Norge innenfor grensene for forsvarlig drift av nettet (mer om dette i avsnitt 2.5.6). I enkelte timer har overføringskapasiteten fra NO1 til Sverige vært satt til null. I uke 1 forekom dette i nær 19 prosent av timene. Det samme er tilfelle fra Sverige til Sør-Norge, når det er stor overføring av kraft fra vannkraftprodusenter nord i Sverige til Sør-Sverige.

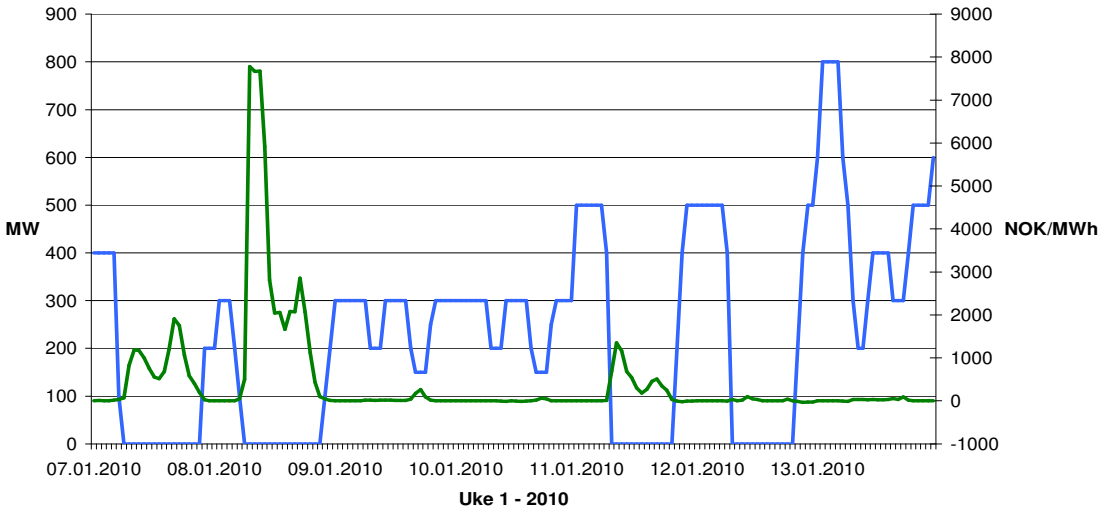
Figur 2.3.18 Samlet gjennomsnittlig ukentlig importkapasitet inn til området bestående av elspotområdene Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland (MW) samt den høyeste registrerte områdeprisen i den aktuelle uken (kr/MWh) Kilde: Nord Pool

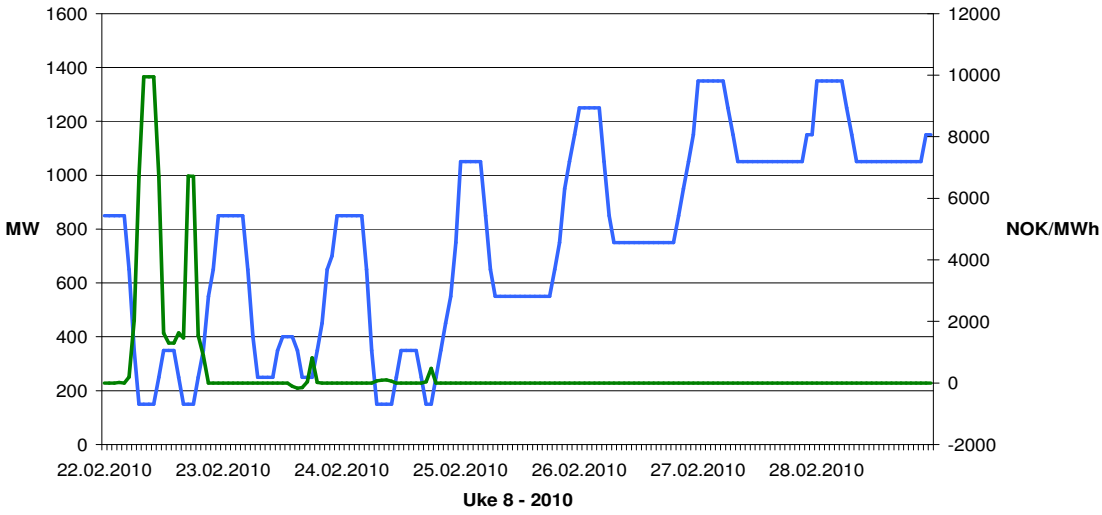


Figur 2.3.19 ser vi at i de tre døgnene med høyest priser i vinter har det vært redusert kapasitet fra Sør-Norge til Sverige. Torsdag 17. desember var det tilgjengelig betydelig mer overføringskapasitet enn 8. januar og 22. februar. Vi ser imidlertid at også 17. desember ble kapasiteten redusert i timene med pristopp sammenlignet med timene før og etter. Den 8. januar var overføringskapasiteten lik null i flere timer på dagtid. Det at kaldt vær skaper større press i nettet internt i elspotområdene, som igjen leder til redusert tilgjengelig overføringskapasitet ved områdegrensen bidrar til at mulighetene for kraftoverføring mellom områdene er minst når prisforskjellen og gevinsten ved handel er størst.

Figur 2.3.19 Overføringskapasitet fra Sør-Norge (NO1) til Sverige (MW) og prisforskjell (NOK/MWh) mellom disse områdene i uke 51 i 2009 samt uke 1 og 8 i 2010. Kilde: Nord Pool


Kapasitet NO1=>SE
Prisforskjell (SE-NO1)
MW
NOK/MWh
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
14000
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
14.12.2009
15.12.2009
16.12.2009
17.12.2009
18.12.2009
19.12.2009
20.12.2009
Uke 51 - 2009


MW
NOK/MWh
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
9000
8000
7000
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
-1000
07.01.2010
08.01.2010
09.01.2010
10.01.2010
11.01.2010
12.01.2010
13.01.2010
Uke 1 - 2010


MW
NOK/MWh
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
-2000
22.02.2010
23.02.2010
24.02.2010
25.02.2010
26.02.2010
27.02.2010
28.02.2010
Uke 8 - 2010

I situasjoner hvor det er betydelige regionale forskjeller med hensyn til krafttilgang og forbruk er det særdeles viktig at det nordiske overføringsnettet blir utnyttet på en effektiv måte og at kraft blir fraktet dit den verdsettes høyest. Det er således viktig med en god markedsdesign som effektivt håndterer flaskehalser i nettet. Både inndelingen i anmeldingsområder og fastsettelsen av overføringskapasiteter har stor betydning i denne sammenheng.

Anmeldingsområder og overføringskapasiteter

På grunn av redusert overføringskapasitet på Oslofjordkabelen Rød-Hasle valgte Statnett fra 11. januar 2010 å opprette to nye prisområder i Sør-Norge (NO1 og NO2) til erstatning for det gamle prisområdet i Sør-Norge. Stor knapphet med vedvarende ubalanse mellom ønsket kjøp og salg av kraft gjorde at Statnett i tillegg valgte å opprette eget prisområde NO5 på Vestlandet 15. mars 2010. Den siste delen av vinteren har det således vært 5 prisområder i Norge.

Figur 2.3.20 Prisområder vinteren 2010. Kilde Nord Pool

Faktaboks 1 Overføringskapasitet og anmeldingsområder

Når systemansvarlig fastsetter overføringskapasitet på ulike snitt i nettet og mellom anmeldingsområder så tas det utgangspunkt i forventet produksjon og forbruk og kapasiteten på linjene.

For å få økt overføringsgrensene i kraftsystemet, uten at det går på bekostning av forsyningssikkerheten så er det også etablert systemvern i delte kraftsystemet. Produksjonsfrakopling (PFK) eller belastningsfrakobling (BFK) gir økt overføringskapasitet selv om primærhensikten er å bruke disse virkemidlene for å oppnå rask gjenoppretting ved større feil i nettet.

Opprettelse av anmeldingsområder

> *Systemansvarlig skal fastsette elspotområder for å håndtere store og langvarige flaskehalser i regional- og sentralnettet. Systemansvarlig skal normalt fastsette separate elspotområder ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område. Øvrige flaskehalser i regional- og sentralnettet skal normalt håndteres ved bruk av regulerkraftmarkedet. (…) Systemansvarlig skal informere om fastsatte elspotområder i rimelig tid før de tas i bruk." (FoS §5)*

Spesialregulering er hovedregelen når flaskehalser i nettet oppstår ved feil eller revisjoner. Statnett opererer med en "tommelfingerregel" om at ved spesialreguleringskostnader på over 20 MNOK skal Statnett vurdere opprettelse av anmeldingsområde.

2.3.5 Spesialregulering

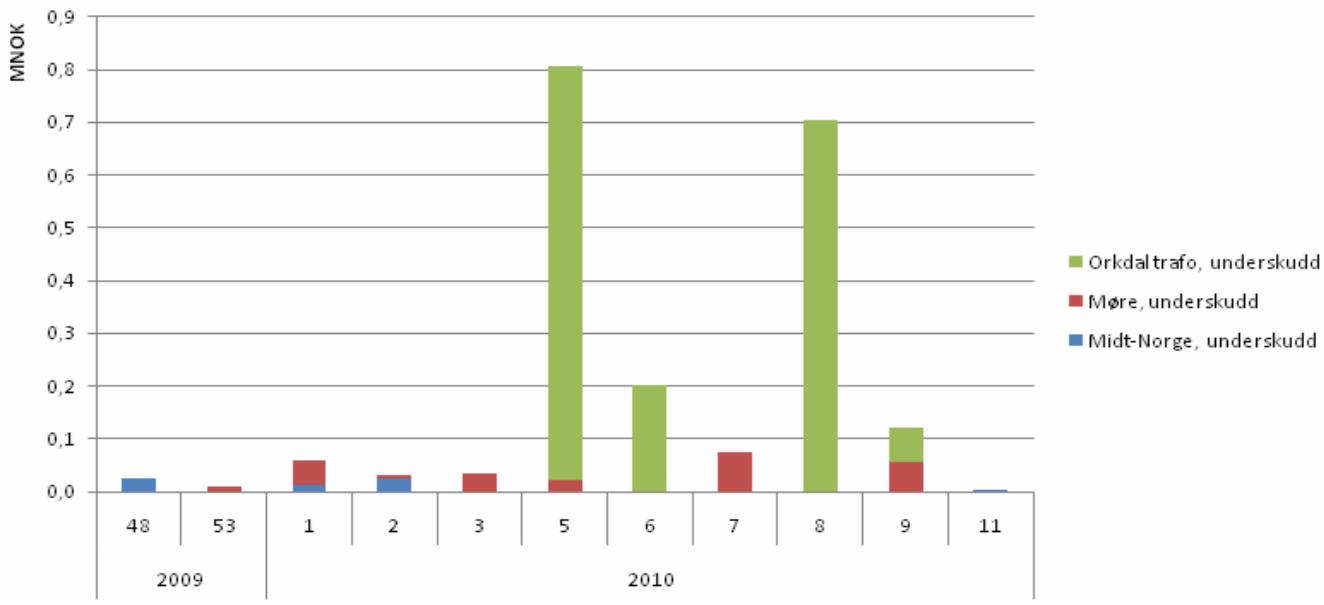
Dersom det oppstår flaskehalser innenfor et anmeldingsområde benytter Statnett spesialregulering for å justere produksjon og/eller forbruk på begge sider av flaskehalsen slik at nettets kapasitet ikke overskrides. Om det for eksempel er flaskehals fra sør til nord inne i et elspotområde, vil Statnett benytte regulerkraftmarkedet for å få produsenter (forbrukere) i sør til å produsere (forbruke) mindre (mer) enn planlagt i elspotklareringen. Samtidig må produsenter (forbrukere) nord for flaskehalsen produsere (forbruke) mer (mindre) enn planlagt i elspotklareringen.

Spesialreguleringene griper direkte inn i vanndisponeringen og "tvinger" produksjonen opp ved å betale "uvillige" produsenter en pris som er høyere enn elspotprisen. Dette prissignalet kommer ikke til syne for forbrukerne i det interne underskuddsområdet.

Midt-Norge

Det har ikke vært store kostnader knyttet til spesialregulering i Midt-Norge vinteren 2009/2010. Dette viser at det har vært få interne flaskehalser i Midt Norge i vinter. Det er kun under Orkdal transformatorstasjon at Statnett har sett seg nødt til å regulere opp produksjon for å holde tilfredsstillende spenning i området. Ved lite produksjon i det underliggende nettet i dette området er det transformatorene i Orkdal som er flaskehalsen.

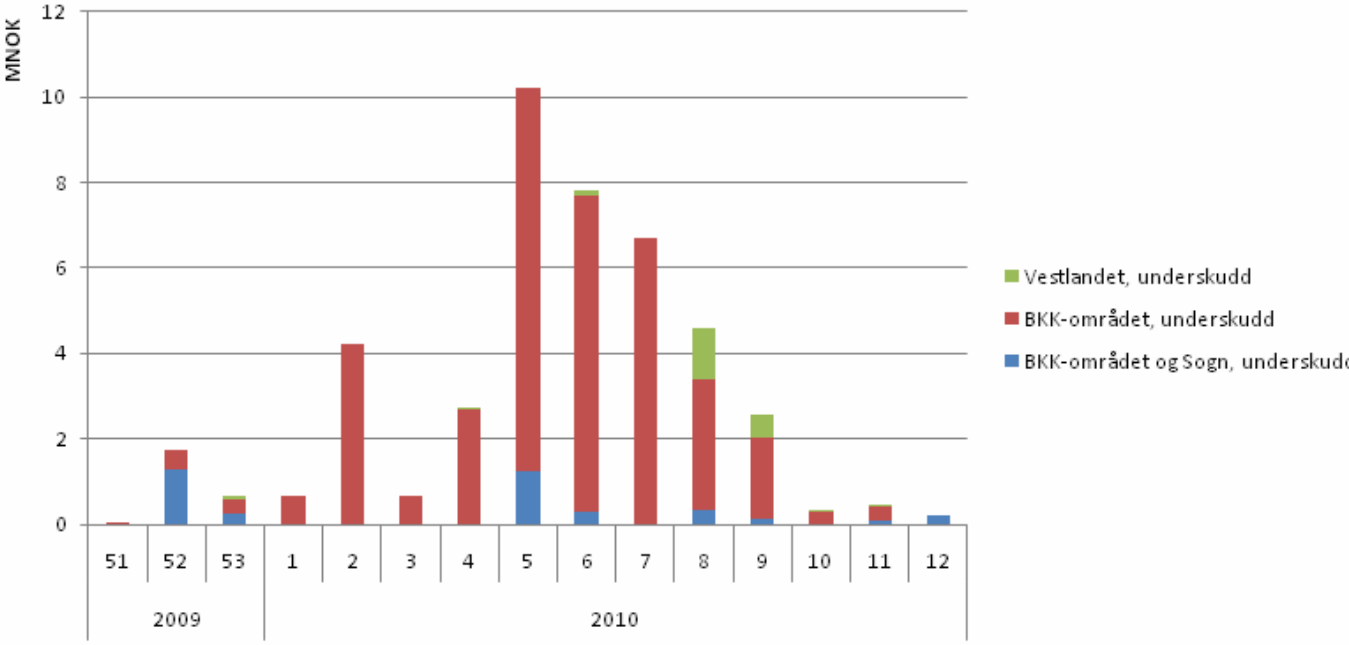
Figur 2.3.21 Spesialreguleringskostnader for Midt-Norge, MNOK. Kilde: Statnett (foreløpige tall)



Vestlandet

For Bergensområdet har det vært store kostnader forbundet med spesialregulering. Ved utgangen av mars er det totalt over 37,7 MNOK i spesialreguleringskostnader som kan knyttes direkte til underskudd i BKK-området. I tillegg har det vært spesialregulert for 3,8 millioner kr ved underskudd i BKK og SFE og 1,9 millioner kroner for underskudd på Vestlandet totalt. Dette gir en samlet spesialreguleringskostnad på 43,4 millioner kroner.

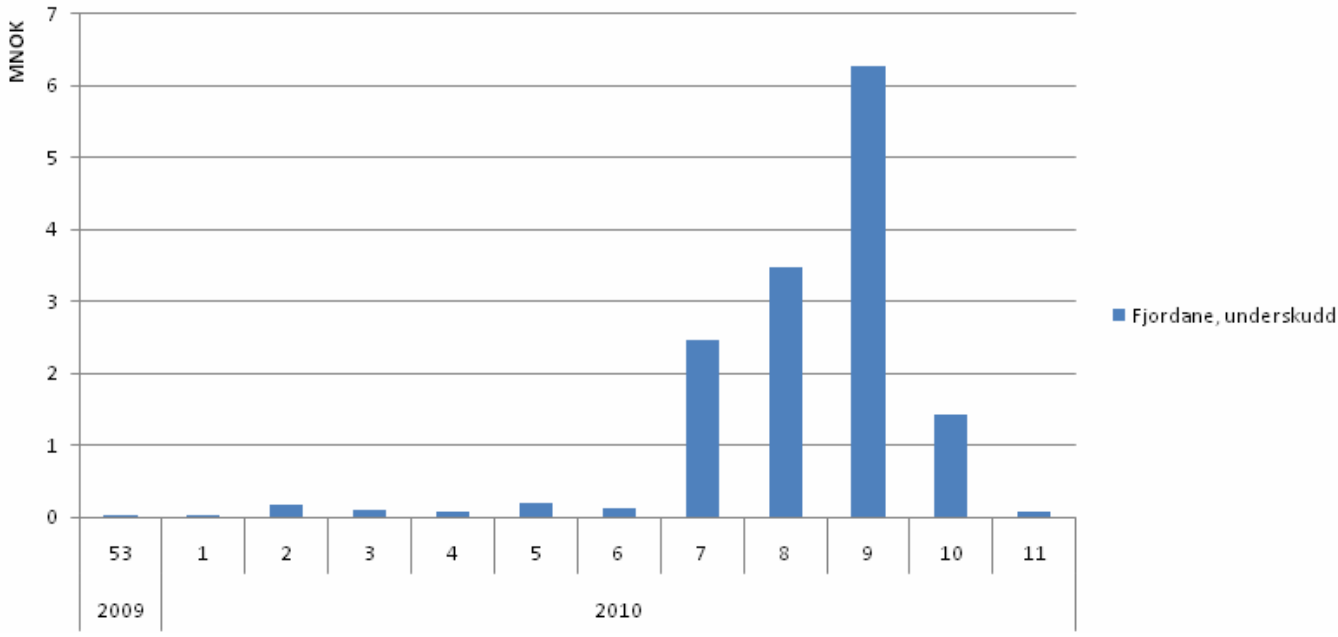
Figur 2.3.22 Spesialreguleringskostnader som følge av kraftunderskudd på Vestlandet, MNOK. Kilde: Statnett (foreløpige tall)



Andre områder

Ved lite produksjon i SFE-området oppstår det spenningsproblemer ytterst i radialen på grensen mot Midt-Norge. For å forhindre dette må kraftstasjonen Åskåra produsere. Dette fører til flere tilfeller hvor Statnett må spesialregulere produksjonen opp i Åskåra. Hittil i år har spesialreguleringskostnadene for Sogn og Fjordane vært på ca 14,5 millioner kr. Disse kostnadene er redusert etter opprettelsen av NO5 og mildere vær (mer tilsig i området).

Figur 2.3.23 Spesialreguleringskostnader ved underskudd i SFE-området Kilde: Statnett (foreløpige tall)

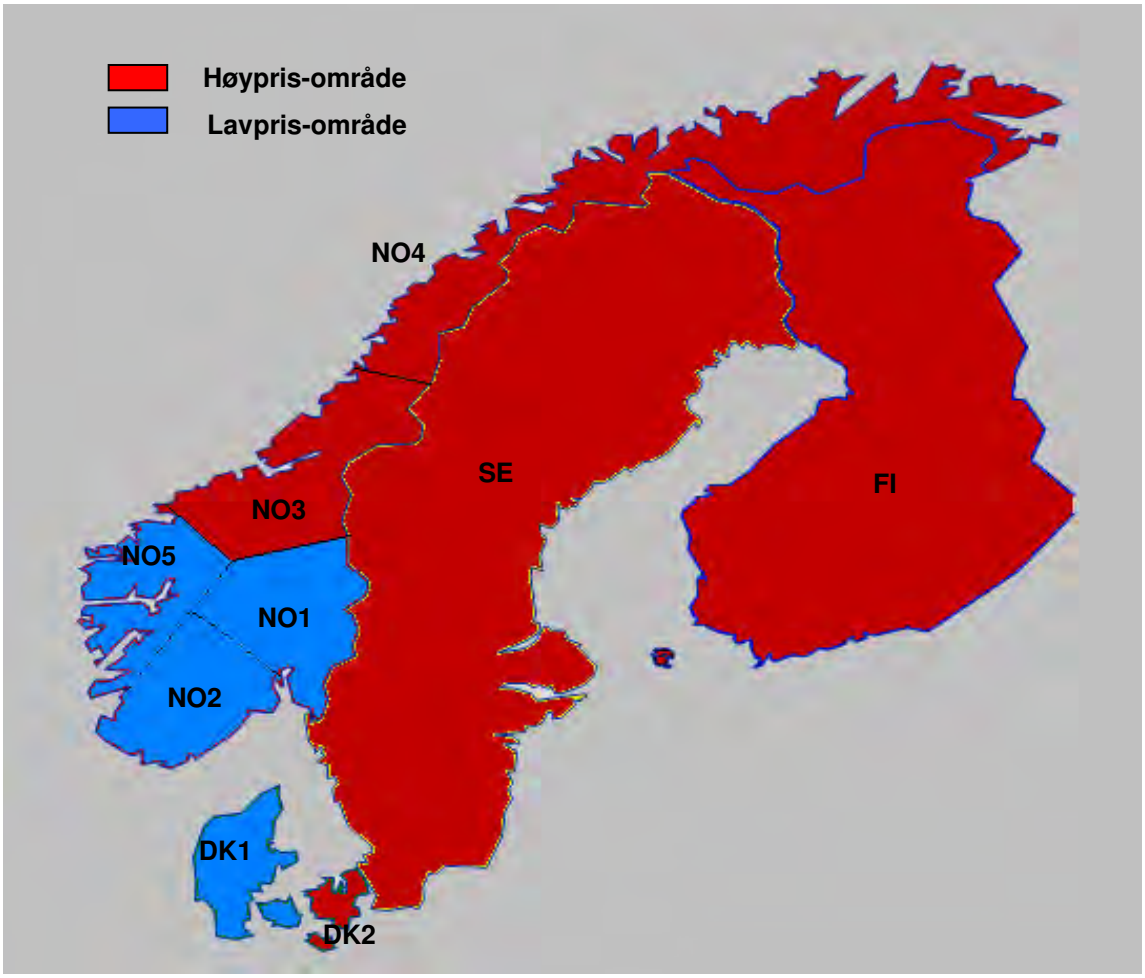


Som nevnt ovenfor skyldes de store utgiftene til spesialregulering at det eksisterer flaskehalser i nettet internt i anmeldingsområdene i elspot. Spesialreguleringene griper direkte inn i vanndisponeringen og "tvinger" produksjonen opp ved å betale "uvillige" produsenter en pris som er høyere enn elspotprisen. Dette prissignalet kommer ikke til syne for forbrukerne i det interne underskuddsområdet.

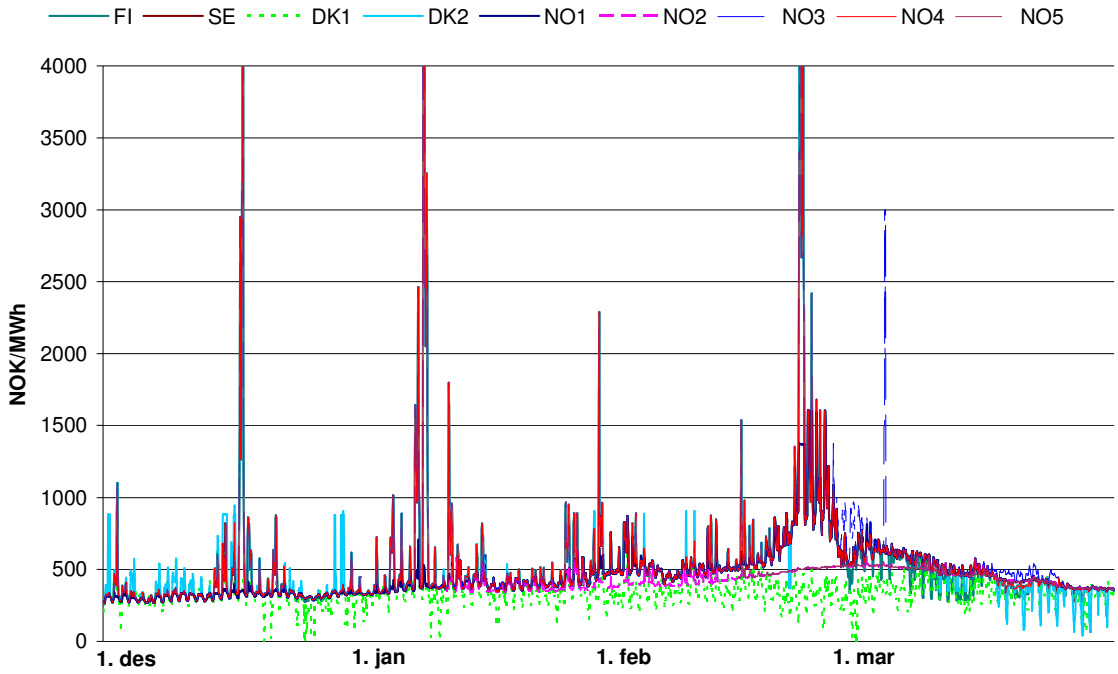
2.3.6 Prisutvikling i engrosmarkedet

Prisutviklingen i det nordiske engrosmarkedet bestemmes av samspillet mellom tilbud og etterspørsel og mulighetene for overføring mellom elspotområdene. På tilbudssiden er det tilgjengelig produksjonskapasitet, brenselkostnader til varmekraftverk, samt vannkraftprodusentenes verdsetting av vannet som har størst betydning. I vinter har den lave produksjonskapasiteten ved svenske kjernekraftverk samt høy verdsetting av magasinvannet som følge av lite tilsig bidratt til høye priser i store deler av Norden. På etterspørselsiden er det først og fremst de lave temperaturene som har bidratt til økt kraftetterspørsel og høyere priser. Restriksjonene i det nordiske overføringsnettet har ført til begrensede muligheter for import i områdene hvor verdsettingen av kraften har vært høyest. Per i dag er Norden delt inn i ni elspotområder. Som illustrert i Figur 2.3.24, er det Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland som har hatt det høyeste prisnivået i vinter. Sør-Norge har hatt ulike områdeinndelinger gjennom vinteren. Frem til 11. januar utgjorde Sør-Norge ett elspotområde og hadde sammen med Jylland betraktelig lavere priser enn i resten av Norden i timene med høy last i systemet. Hvor mye overføringskapasitet som var tilgjengelig fra Sør-Norge og Jylland hadde således stor betydning for hvor høye priser som ble realisert i resten av Norden. Som beskrevet under avsnitt 2.3.4 har det vært stor variasjon i overføringskapasiteten særlig fra Sør-Norge til Sverige.

Figur 2.3.24 Oversikt over elspotområder i Norden. De røde områdene hadde høyt prisnivå vinteren 2009/10



Figur 2.3.25 Priser i de nordiske elspotområdene, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool Spot

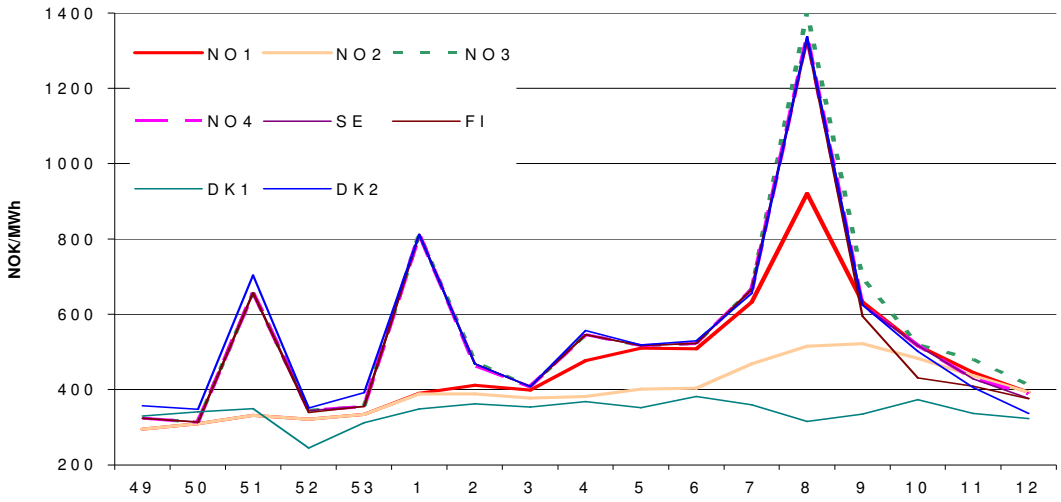


Figur 2.3.25 viser at det først og fremst er 17. desember, 8. januar og 22. februar som utmerker seg med timer hvor prisen var spesielt høy, opp mot 12 000 kr/MWh. Disse timene forklares og drøftes nærmere i avsnitt 2.4. Figuren viser også at prisen i flere andre timer var over 2000 kr/MWh. Fem timer 4. mars var prisen i Midt-Norge betydelig høyere enn i resten av Norden. På sitt høyeste var prisen nesten 3 000 kr/MWh i Midt-Norge denne dagen.

Prisen i Sørøst-Norge har ligget noe under prisen i de nevnte fem områdene deler av vinteren, men også hatt tilnærmet lik pris i flere uker. Sørvest-Norge og Jylland har stort sett hatt lavere priser enn de andre nordiske elspotområdene.

De gjennomsnittlige ukeprisene i Figur 2.3.26 gjenspeiler det høye prisnivået i uke 51, 1 og 8. Spesielt var prisene høye i Midt- og Nord-Norge i uke 8. Da var også prisene i Sørøst- og Sørvest-Norge på sitt høyeste denne vinteren.

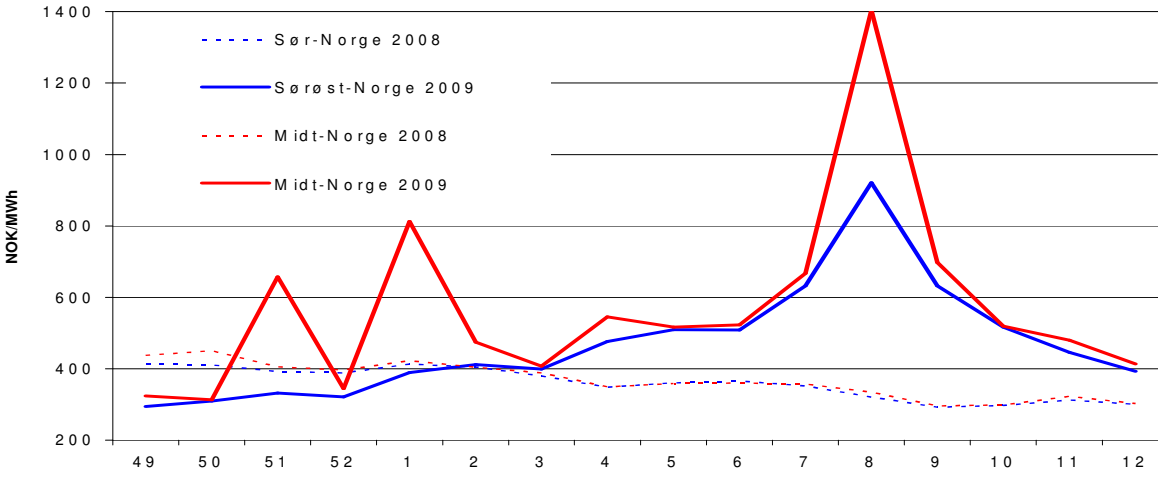
Figur 2.3.26 Gjennomsnittlige priser per uke i de nordiske elspotområdene, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.3.27 sammenligner denne vinterens ukepriser i Sør- og Midt-Norge med tilsvarende priser i samme periode forrige vinter. Da var prisene høyere ved inngangen til desember, hovedsakelig som følge av høyere produksjonskostnader for termiske kraftverk. Prisene falt imidlertid gjennom vinteren som følge av lav etterspørsel og lavere kostnader for termisk produksjon.

Utviklingen denne vinteren gikk i motsatt retning, som følge av høy etterspørsel, lite vann i magasinene og lav kjernekraftproduksjon. Vannkraft ble den marginale produksjonen, og verdsettingen av vannet økte utover vinteren inntil slutten av februar.

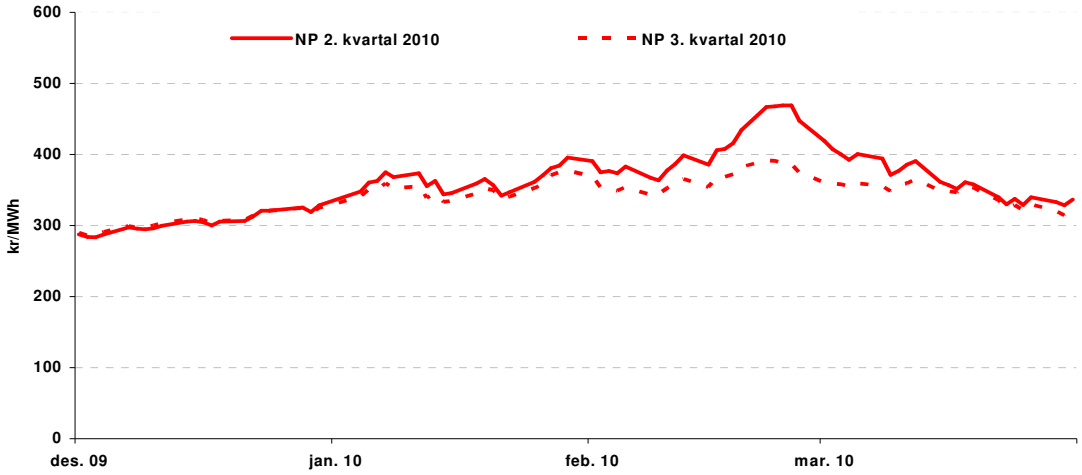
Figur 2.3.27 Gjennomsnittlige priser per uke i de norske elspotområdene, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool



Nord Pools terminpriser viser samme utvikling. Figur 2.3.28 nedenfor viser daglige sluttpriser på andre- og tredjekvartalskontrakten gjennom vinteren 2010. Prisene økte gjennom vinteren i tråd med økt ressursknapphet, forventninger om fortsatt kaldt vær og lite nedbør, og økt usikkerhet knyttet til svensk kjernekraftproduksjon.

Utviklingen snudde omtrent på samme tid som den siste pristoppen i engrosmarkedet. Etter dette ble det gradvis mildere, og den svenske kjernekraftproduksjonen økte. Dette reduserte etterspørselen etter vann, og vannkraftprodusentene reduserte produksjonen. Nedtappingen av magasinene flatet noe ut.

Figur 2.3.28 Daglige sluttpriser for andre- og tredjekvartalskontrakten på Nord Pool fra og med 1. desember til og med 31. mars, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool



2.3.7 Prisutvikling i sluttbrukermarkedet

Kraftprisen for norske husholdninger vinteren 2009/2010[14] har i gjennomsnitt vært høyere enn vinteren 2008/2009.

Av Tabell 2.3.1 ser vi at det kun er de landsdekkende leverandørene av standard variabel kontrakt som i gjennomsnitt har tilbudt en lavere pris på sine kontrakter denne vinteren. Derimot er prisen fra dominerende leverandører som tilbyr standard variabel kontrakt høyere denne vinteren enn forrige vinter.

Tabell 2.3.1. Gjennomsnittlige sluttbrukerpriser for markedspris-, standard variabel- og fastpris-kontrakt, øre/kWh

Husholdninger øre/kWh	Vinter 2009/2010	Vinter 2008/2009	Endring	Prosentvis fordeling av kontraktvalg[15]
Markedspriskontrakt:				53,9
Sør-Øst Norge (NO1)	59,9	46,5	+13,4	
Sør-Vest Norge (NO2)	52,0	46,5	+5,5	
Midt-Norge (NO3)	73,4	47,5	+25,9	
Nord-Norge (NO4)	71,8	47,5	+24,3	
Standard Variabel:				41,9
Dominerende leverandører[16]	58,4	55,6	+2,8	
Landsdekkende leverandører[17]	50,3	53,2	-2,9	
Fastpris:				4,2
1- års fastpris	50,7	47,5	+3,2	
3- års fastpris	50,2	48,9	+1,3	

De største prisforskjellene sammenlignet med sist vinter finner vi i kontraktstypen markedspriskontrakt, og særlig i områdene Midt-Norge (NO3) og i Nord-Norge (NO4), med henholdsvis 25,9 og 24,3 øre høyere gjennomsnittspris.

Den gjennomsnittlige prisen for 1- og 3-årige fastpriskontrakter befant seg også på et høyere nivå i vinter. Sammenlignet med de andre kontraktstypene viser tabellen at en 3-årig fastpriskontrakt i gjennomsnitt har hatt den laveste prisen vinteren 2009/2010.

[4] Vinteren defineres som perioden fra uke 49 2009 til uke 13 20010. Tilsvarende for sist vinter blir det fra uke 49 2008 til uke 13 2009

[15] Prosentvis fordeling av kontraktvalg hentes fra SSB kvartalsvise energistatistikk: http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elkraftpris/tab-2010-04-13-03.html

[16] Volumveid gjennomsnitt av de dominerende leverandørenes priser fra de 20 største nettområdene.

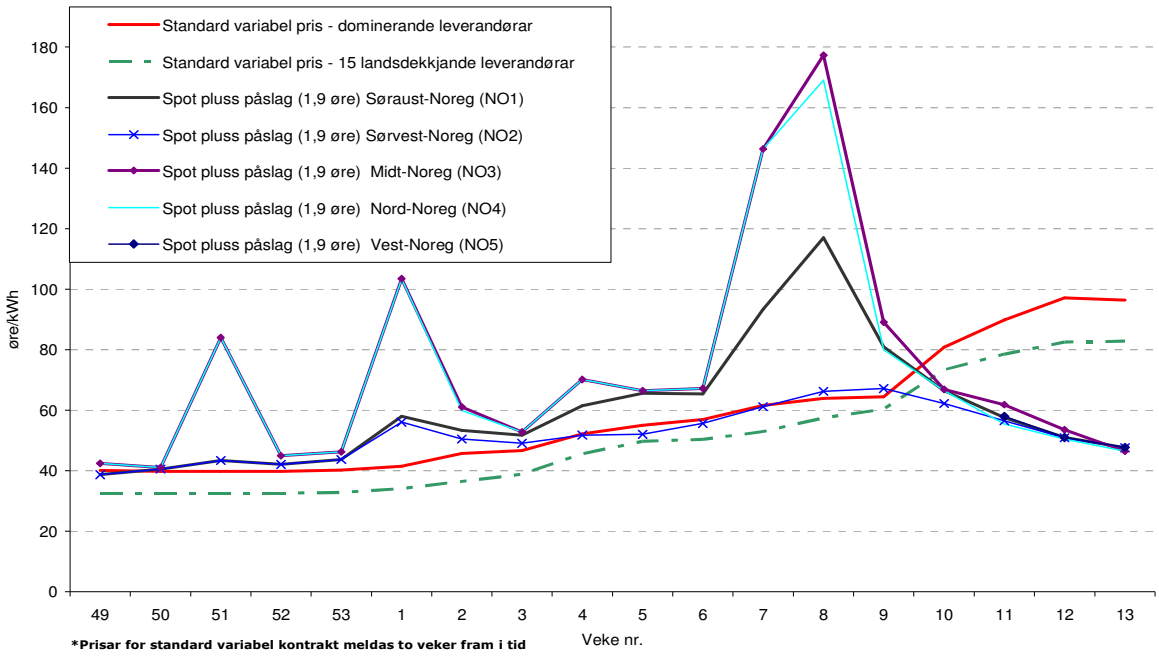
[17] Aritmetisk gjennomsnitt av landsdekkende leverandører

Prisutviklingen vinteren 2009/2010

Figur 2.3.29 viser utviklingen av prisen i vinteren 2009/2010 for kontrakttypene markedspriskontrakt og standard variabel. Som vi ser av tabellen over, er det prisen for en markedspriskontrakt for Midt-Norge (NO3) og Nord-Norge (NO4) som skiller seg ut med de høyeste pristoppene på henholdsvis 177,4 og 169,1 øre/kWh i uke 8. Ved inngangen til årets vinterperiode, i uke 49, kan man se at forskjellen i prisen blant de ulike kontraktstypene er begrenset, og varierer fra 32,6 øre/kWh for de landsdekkende leverandører av standard variabel kontrakt til 42,4 øre/kWh for markedspriskontrakt i Nord-Norge (NO4). Fram til uke 10 ser vi at en markedspriskontrakt for alle områder utenom Sørvest-Norge (NO2), ligger høyere enn standard variabel kontrakt. Fra denne uken og fram til utgangen av uke 13 ser vi en tydelig forskjell i prisen for de to kontraktstypene, med en lavere og fallende pris for markedspriskontraktene og høyere og stigende pris for standard variabel kontrakt. Ved utgangen av vinteren 2009/2010 (uke 13 2010) prises en standard variabel kontrakt levert av dominerende leverandører til 96,4 øre/kWh, mens markedspriskontraktene for alle prisområder ligger på om lag 47 øre/kWh. Utviklingen ser dermed ut til å følge det normale mønsteret der spotpriskontraktene øker raskere i pris igjennom vinteren enn standard variabel kontraktene. Standard variabel kontraktene blir normalt liggende på et høyere nivå ut over våren og sommeren enn spotpriskontraktene.

Bakgrunnen for dette mønsteret er at forskjellen mellom prisen på standard variabel kontrakter og spotprisen representerer et økonomisk tap for leverandørene. Et tap som de kan sikre seg mot ved for eksempel å bruke så kalte cdf'er (contracts for difference). NVE har ikke oversikt over omfanget av bruken av cdf'er i vinter, men historisk har ikke hele volumet av standard variabel kontrakter blitt sikret på denne måten. Det er derfor grunn til å tro at en rekke leverandører av standard variabel kontrakter har tapt penger i løpet av vinteren, spesielt i ukene med høye priser.

Figur 2.3.29 Prisutvikling for standard variabel kontrakt til dominerende og landsdekkende leverandører samt og markedspriskontrakt for nåværende elspotområder



Totale kostnader for en husholdning

Tabell 2.3.2 Forventede kostnader for en vanlig husholdning i vinter.

Husholdninger Kr	Vinter 2009/2010	Vinter 2008/2009	Endring
Markedspriskontrakt:			
Sør-Øst Norge (NO1)	10 413	8 865	+1 547
Sør-Vest Norge (NO2)	9 627	8 865	+762
Midt-Norge (NO3)	11 788	8 999	+2 789
Nord-Norge (NO4)	11 642	8 999	+2 643
Standard Variabel:			
Dominerende leverandører	10 128	9 781	+348
Landsdekkende leverandører	9 362	9 543	-181
Fastpris:			
1- års fastpris	9 486	8 969	+517
3- års fastpris	9 456	9 086	+370

Utregningen i Tabell 2.3.2 er laget for å illustrere de forventede kostnader en vanlig husholdning har hatt i årets vinter for et utvalg av kontraktstyper. Vi har tatt utgangspunkt i et årlig forbruk på 20 000 kWh per husholdning. For å anslå forbruket og fordelingen av denne, har vi benyttet en justert innmatingsprofil [18]for 2009. Prisene inkluderer tre kostnadssegmenter: Kraftpris[19], avgifter [20]og nettleie[21]. Samme utregning er gjort for vinteren 2008/2009.

Tabell 2.6.2 viser at husholdninger med standard variabel kontrakt levert av en landsdekkende leverandører kom best ut av årets vinter. Sammenlignet med sist vinter er også kostnaden ved denne kontrakten lavere i årets vinter.

Samtidig er det verdt å påpeke at standard variabel kontraktene vinteren 2008/2009 var vesentlig dyrere enn spotpriskontrakter.

Husholdninger med markedspriskontrakter måtte i vinter betale fra 9 627 til 11 788 kroner. Her er det tydelige forskjeller fra sist vinter. Forskjellen er størst for Midt-Norge (NO3) med en økning på om lag 2 800 kroner og minst for Sørvest-Norge (NO2) med økning på om lag 760 kroner.

Kostnadene for de forskjellige kontraktstypene er delt inn i tre kostnadskomponenter; kraftpris, avgifter og nettleie. Figur 2.3.30 viser hvordan kostnadene er fordelt i de tre komponentene for flere kontrakttyper.

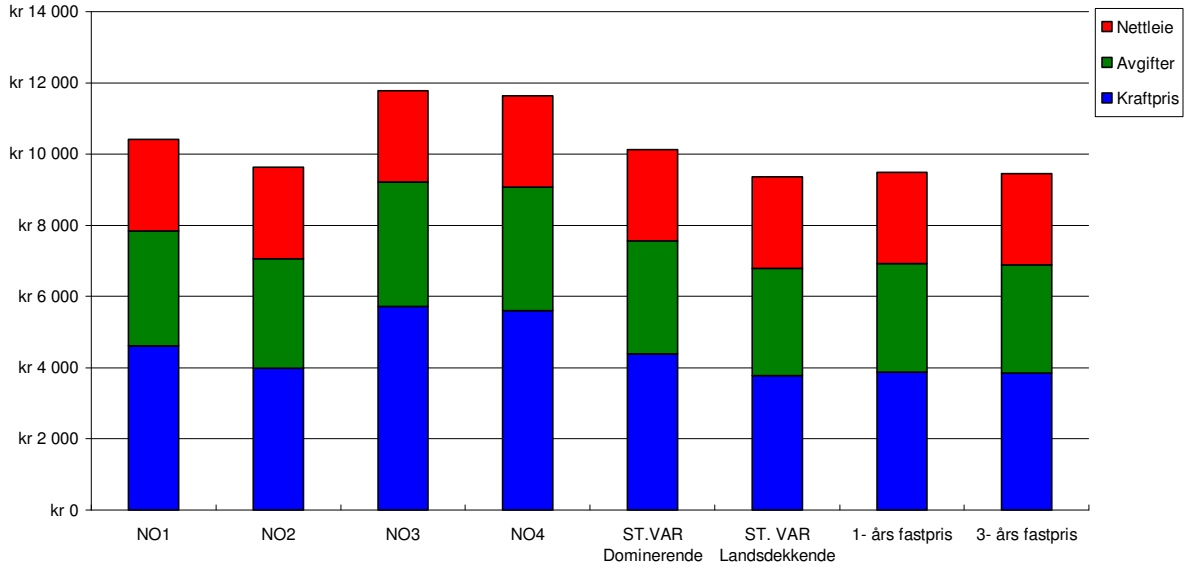
[18] Beregnet på bakgrunn av utgitt volum for 11 nettselskap i Norge

[19] Kraftpris uten avgifter

[20] Inkluderer forbruksavgift (10,5 øre/kWh fram til 31.12.2009, 11,01 øre/kWh fra og med 1.1.2010) Enova-avgift på 1 øre/kWH og merverdiavgift

[21] Nettleie hentes fra NVEs nettleiestatistisk: http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Nettleiestatistikk/Nettleiestatistikk-husholdninger---2005-og-senere/

Figur 2.3.30 Gjennomsnittlig kostnad for ulike kontrakter uke 49 2009 tom uke 13 2010



Tjenesteyting og industri [22]

Tabell 2.3.3 viser prisstatistikk for tjenesteytende næring og industri baser på SSBs kvartalsvice prisstatistikk. Den kvartalsvise prisstatistikken fra SSB tar utgangspunkt i et utvalg bestående av 50 leverandører. Innhentingen foregår i midten av kvartalet. I 1. kvartal 2010 ble referanseuken satt til uke 6.

[22] Hentet fra SSB sin kvartalsvise energistatistikk

Tabell 2.3.3 Prisstatistikk for tjenesteytende næring og industri. Kilde: SSB

	1. kv 2010	Endring fra 4. kv 2009	Endring fra 1. kv 2009	Prosentvis fordeling av kontraktvalg
Tjenesteytende næringer				
Gjennomsnitt	52,8	+19,7	+14	
Nye fastpriskontrakter	37,8	+6,2	+1,5	1,2
Eldre fastpriskontrakter	36,7	1,1	-0,9	3,8
Kontrakter tilknyttet elspotprisen	56,9	+24,4	+19,2	71,7
Variabel pris (ikke tilknyttet elspot)	43,7	+9,5	+2	23,3
Industri				
Gjennomsnitt	45,8	+16,8	+12,5	
Nye fastpriskontrakter	36,4	2,9	-0,4	1,1
Eldre fastpriskontrakter	40,8	+15,5	+13,5	47,6
Kontrakter tilknyttet elspotprisen	51,1	+18	+13,7	46,7
Variabel pris (ikke tilknyttet elspot)	44,6	+8,1	+2,3	4,5
Kraftintensiv industri				
Gjennomsnitt	24,5	+3,4	+3,5	
Eldre fastpriskontrakter (ikke markedsbestemte priser)	19,6	-0,1	-0,1	87,7
Kontrakter tilknyttet elspotprisen	53,3	+22,1	+18,1	12,3

Tjenesteytende næring

Tabell 2.3.3 viser at gjennomsnittlig pris på elektrisk kraft for tjenesteytende næringer i 1. kvartal 2010 var 52,8 øre/kWh eksklusive MVA og nettleie. Det er 60 prosent høyere enn i 4. kvartal 2009 og 36 prosent høyere enn i 1. kvartal 2009. Blant tjenesteytende næring er det om lag 70 prosent som har kontrakter knyttet opp til elspotprisen.

Industri

Gjennomsnittlig pris for industri unntatt kraftintensiv industri og treforedling var i gjennomsnitt 45,8 øre/kWh eksklusive merverdiavgift og nettleie. Den prosentvise fordelingen av kontrakter i denne kategorien er dominert av fastpriskontrakter og spotkontrakter, hver med andeler på om lag 45 prosent.

Kraftintensiv industri og treforedling

Prisen på elektrisk kraft for kraftintensiv industri og treforedling var i gjennomsnitt 24,5 øre/kWh. Det er en økning på 3,4 øre fra 4. kvartal 2009 og på 3,5 øre fra 1. kvartal 2009. Om lag 89 prosent av dette næringssegmentet er tilknyttet fastpriskontrakter. Denne kontrakttypen hadde en gjennomsnittspris på 19,6 øre/kWh, omtrent uendret fra både 4. kvartal 2009 og 1. kvartal 2009.

2.4 Spesielt om pristoppene i desember, januar og februar

Kraftprisene i Midt- og Nord-Norge var spesielt høye flere timer torsdag 17. desember, fredag 8. januar og mandag 22. februar. Sverige, Finland og Sjælland hadde samme pris som Midt- og Nord-Norge disse timene. Disse fem områdene utgjorde et høyprisområde. I alle disse timene var det betydelige reduksjoner i produksjonskapasitet og tilgjengelig importkapasitet til høyprisområdet. De høye prisene viser at produksjonen var helt oppunder kapasitetsskranken for områdene samlet, inkludert import fra omkringliggende områder. I tillegg var det kaldt og dermed høyt og lite fleksibelt forbruk.

Kraftsituasjonen var likevel noe ulik disse dagene. Torsdag 17. desember var det spesielt lav produksjonskapasitet i det svenske kjernekraftsystemet som bidro til den høye prisen. Fredag 8. januar var det svært kaldt, også i dagene før, og det var spesielt lav importkapasitet inn til høyprisområdet. Mandag 22. februar var det også kaldt. Det var lavere tilgjengelig produksjonskapasitet i svensk kjernekraft, men det var også lavere vannkraftproduksjon enn tidligere på vinteren. Lavere vannkraftproduksjon har sammenheng med lave tilsig og mindre vann i magasinene enn tidligere på vinteren. Lavere magasinfylling gir også redusert tilgjengelig effekt i en del kraftverk.

Dersom økt etterspørsel og gitte produksjonsutfall ikke hadde gitt høye priser, ville det tydet på en betydelig overkapasitet i produksjonssystemet i disse fem områdene. De høye prisene gir produsenter incentiver til å investere i ny kapasitet, og forbrukere til å investere i forbruksfleksibilitet. Gitt at det er nødvendig med investeringer i ny produksjonskapasitet i dag, kunne uendrede priser i en slik situasjon tyde på at markedet ikke frembringer de riktige prissignalene.

I time 17 og 18 torsdag 17. desember var prisen i høyprisområdet henholdsvis 11 796 og 11 797 kr/MWh. I timene før og etter var prisen henholdsvis 3 196 og 1685 kr/MWh. Prisen i time 18 er den høyeste noen gang i Norge. I time 8-10 fredag 8. januar var prisen 8201 kr/MWh. I time 11 var prisen 6425 kr/MWh. I time 9-11 mandag 22. februar var prisen 11 321 kr/MWh. I time 8, 12, 18 og 19 samme dag var prisen 8087 kr/MWh.

Tabell 2.4.0 viser prisen i euro/MWh i timene med høyest pris, samt samlet produksjon, forbruk og import i Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland.

Tabell 2.4.0 Pris, samlet produksjon, forbruk og import i de fem høyprisområdene i timene med høyest pris. Kilde: Nord Pool

Time - Dato	Pris, €/MWh	Produksjon, MW	Forbruk, MW	Import, MW
17 - 17.12.09	1 400	42 280	45 384	3 104
18 - 17.12.09	1 400	42 181	45 647	3 466
08 - 08.01.10	1 000	44 663	46 539	1 876
09 - 08.01.10	1 000	45 051	47 251	2 200
10 - 08.01.10	1 000	45 011	47 618	2 607
08 - 22.02.10	1 000	43 401	45 640	2 239
09 - 22.02.10	1 400	43 538	46 020	2 482
10 - 22.02.10	1 400	43 314	46 159	2 845
11 - 22.02.10	1 400	43 093	46 012	2 919
12 - 22.02.10	1 000	42 919	45 474	2 555
18 - 22.02.10	1 000	42 535	45 215	2 680
19 - 22.02.10	1 000	42 832	45 505	2 673

2.4.1 Torsdag 17. desember 2009 (uke 51/2009)

Det samlede forbruket i de nevnte fem områdene var henholdsvis 45 384 og 45 647 MW i time 17 og 18 torsdag 17. desember. Det var høyere enn i tilsvarende timer 15. og 16. desember. Forbruket i Midt-Norge var 765 MW høyere i time 18 torsdag 17. desember enn samme time dagen før. Økt forbruk i timene med veldig høy pris tyder på at fleksibiliteten i budkurven for kjøp var svært lav. Fleksibiliteten i kjøpskurven ble tatt ut til priser godt under de realiserte.

Den tilgjengelige kapasiteten ved svenske kjernekraftverk var denne dagen bare på 46 prosent av normal kapasitet. Dette utgjør et kapasitetsbortfall på 5047 MW. I tillegg var tre kullkraftverk på Sjælland, med en samlet kapasitet på nesten 1 300 MW, ute av drift denne dagen. Produksjonen ved noen svenske og finske vannkraftverk var redusert på grunn av isforhold. Det var også reduserte overføringskapasiteter flere steder i Norden i disse timene, og det oppsto flaskehalser fra Sør-Norge og Jylland til høyprisområdene.

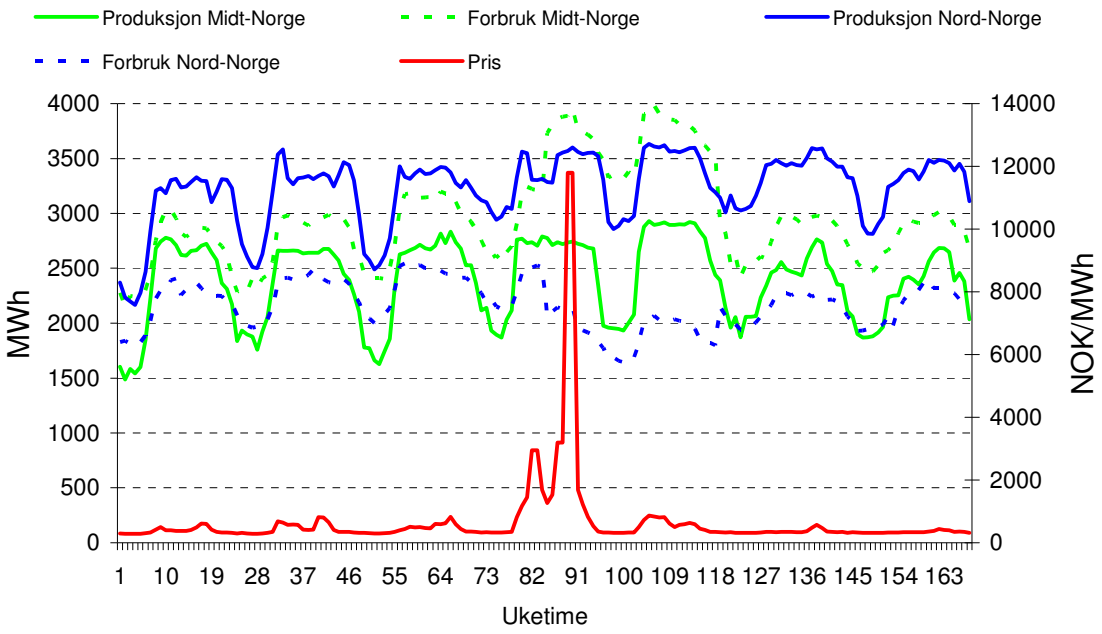
Den tilgjengelige overføringskapasiteten fra Sør-Norge til Sverige var satt til 850 MW i time 17 og 18 av hensyn til lastsituasjonen i Oslo-området. Det er 100 MW lavere enn i timene før og etter høypristimene, og 200 MW lavere enn den høyeste tilgjengelige kapasiteten denne dagen. Statnett fastsatte overføringskapasiteten fra Sør-Norge til Sverige dagen før basert på prognoser om forbruket disse timene. Kapasitetsreduksjonen i høypristimene skyldes høyt forbruk i Oslo-området.

Selv små økninger i tilgjengelig importkapasitet til de fem elspotområdene med høy pris ville kunne bidratt til at prisøkningen ikke hadde blitt så stor. I time 17 og 18 torsdag 17. desember var det ledig tilgjengelig produksjonskapasitet i Sør-Norge, men kraftige begrensninger i eksportkapasiteten fra Sør-Norge til Sverige, jf. avsnitt 2.3.4 ovenfor. Eksportbegrensningene oppsto delvis som følge av høyt forbruk i Osloområdet og begrenset overføringskapasitet inn til Osloområdet fra vest. Overføringsmulighetene inn til Osloområdet fra vest avhenger blant annet av produksjonsfordelingen i Sør-Norge.

Flere prisområder internt i Sør-Norge ville kunne føre til en endring i prisene som gir en gunstigere produksjons- og forbruksfordeling i Sør-Norge. Dette ville kunne gjøre det mulig å gjøre mer overføringskapasitet tilgjengelig i retning Sverige. Som beskrevet i avsnitt 2.5.6, er det imidlertid flere forhold i det fysiske overføringsnettet i Sør-Norge som gjør kapasitetsfastsettelsen utfordrende for systemoperatøren. For å utnytte gunstige virkninger av flere prisområder kan det derfor bli nødvendig også å endre organiseringen av

kapasitetsfastsettelsen. For eksempel ville en simultan fastsettelse av overføringskapasitet, flyt og priser i markedsklareringen kunne bidra til økt utnyttelse av den fysiske nettkapasiteten mot Sverige.

Figur 2.4.1 Pris, produksjon og forbruk i Midt- og Nord-Norge per time i uke 51. Kilde: Nord Pool



Som profittmaksimerende pristakere er det rimelig å anta at produsentene vil produsere så mye de kan når prisen blir så høy som i time 17 og 18 denne dagen.

I time 9 fredag 18. desember ble det satt produksjonsrekord i Norge. I denne timen var prisen 863 kr/MWh i Midt- og Nord-Norge. Det er betydelig lavere enn prisen i time 17 og 18 dagen før. Produksjonen var 2929 MW i Midt-Norge i time 9 fredag. Dette inkluderer oppregulering i regulerkraftmarkedet på 37 MW. 17. desember var produksjonen i Midt-Norge 2735 i time 17 og 2743 MW i time 18. Det var ingen regulering i disse timene.

Figur 2.4.1 viser at produksjonen i Midt-Norge også i flere andre timer fredag 18. desember var høyere enn i høypristimene dagen før. Dette skyldes hovedsaklig at det på fredag var mer vindkraftproduksjon i Midt-Norge enn på torsdag. Det var også noe høyere produksjon i Nord-Norge i noen timer fredag sammenliknet med høypristimene dagen før. På torsdag var noe av produksjonskapasiteten i Nord-Norge utilgjengelig. Dette forklarer produksjonsoppgangen i dette området.

2.4.2 Fredag 8. januar 2010 (uke 1/2010)

I høypristimene 8. januar var kraftsituasjonen relativt lik 17. desember, men med noen forskjeller. Det var høyere forbruk samlet i de fem områdene enn i høypristimene 17. desember. Det var også høyere forbruk i tilsvarende timer på døgnet 8. januar enn 17. desember. Det skyldes enda kaldere vær, både denne dagen og i dagene før.

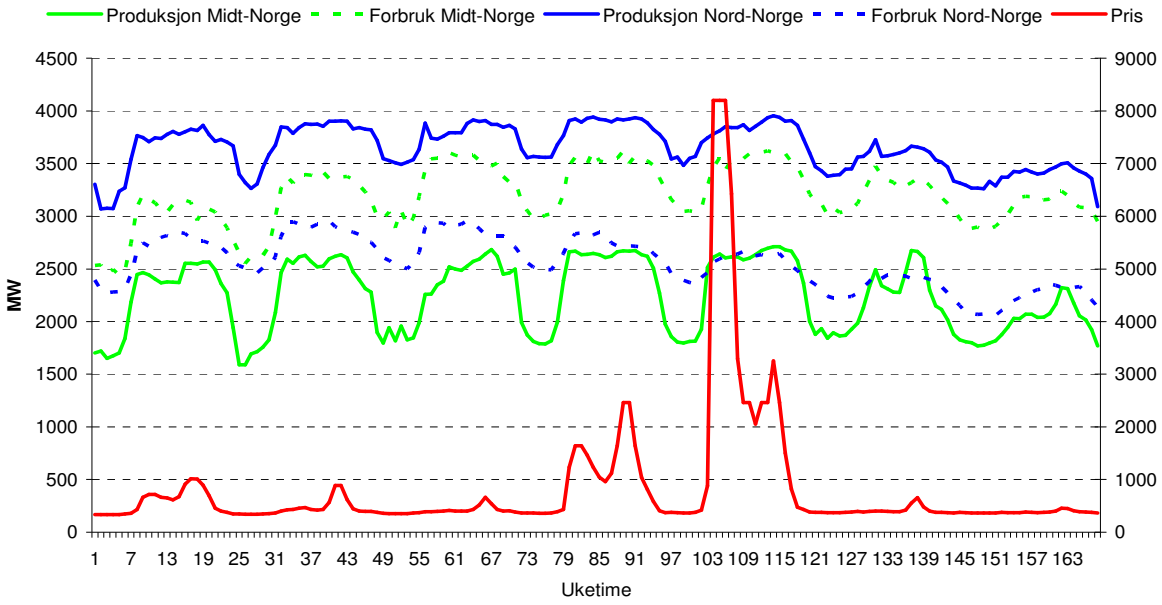
Forbruket i Midt-Norge var imidlertid noe lavere, til tross for lavere temperaturer enn 17. desember. Dette har sammenheng med bortfall av prisfølsomt kraftforbruk i disse timene. Blant annet stoppet Norske Skog Skogn en papirmaskin. Dette kan tolkes som et utrykk for en

læringseffekt fra 17. desember. De høye prisene 17. desember la grunnlag for økt prisfølsomhet 8. januar.

Prisfølsomt forbruk vil effektivt legge tak på hvor høy prisen kan bli. Høye priser gir betydelig straff til de aktører som er tvunget til å gjøre usikrede kjøp i spotmarkedet. Økt forbruksfleksibilitet i spotmarkedet spiller en nøkkelrolle med hensyn til å dempe fremtidige høye priser.

Kraftproduksjonen var betydelig høyere enn 17. desember, spesielt i Sverige. Det skyldes høyere tilgjengelig produksjonskapasitet i det svenske kjernekraftsystemet denne dagen – 69 prosent av normal kapasitet. Importkapasiteten til høyprisområdene var imidlertid vesentlig lavere 8. januar enn 17. desember, noe som fikk stor betydning for prisen. Importkapasiteten til Sverige fra Sør-Norge var satt til 0 MW i høypristimene 8. januar, som følge av det høye forbruket i Oslo-området. Som tilfellet var 17. desember, kunne flere prisområder sammen med en mer effektiv organisering av kapasitetsfastsettelsen bidra til mer kapasitet i retning Sverige.

Figur 2.4.2 Pris, produksjon og forbruk i Midt- og Nord-Norge per time i uke 1. Kilde: Nord Pool



Figur 2.4.2 viser også at produksjonen ikke var på sitt høyeste da prisen var høyest. Produksjonen var høyere både i Midt- og Nord-Norge på ettermiddagen 8. januar enn i høypristimene 8-10.

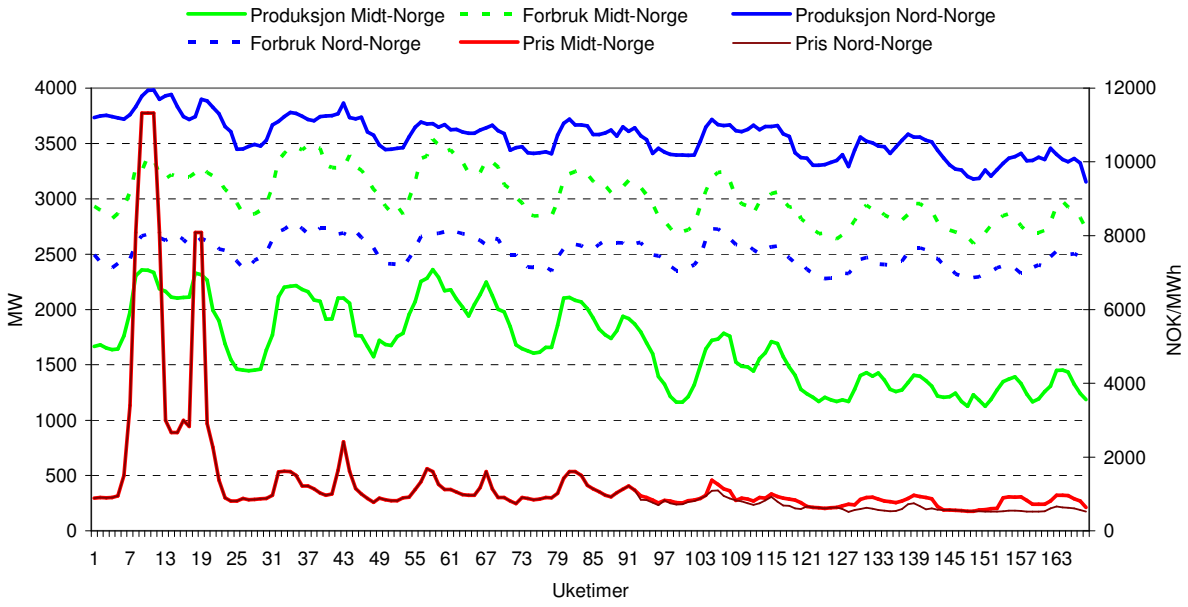
2.4.3 Mandag 22. februar 2010 (uke 8/2010)

Mandag 22. februar var det også veldig kaldt i store deler av Norden, men forbruket var likevel noe lavere samlet i høyprisområdene enn 8. januar. Hoveddelen av reduksjonen fant sted i Finland, og her var det ikke fullt så kaldt 22. februar som 8. januar. Men som 8. januar hadde det vært svært lave temperaturer i flere dager før. I Nord-Norge var det betydelig kaldere 22. februar enn 8. januar, både på dagen og i dagene før, uten at forbruket var særlig høyere. Det kan tolkes som at forbruket i sterkere grad enn i de tidligere høypristimene, reagerte på den høye prisen.

Samlet produksjon var også lavere. Dette har sammenheng med at tilgjengeligheten i det svenske kjernekraftsystemet var redusert til 60 prosent. Det var også lavere vannkraftproduksjon i Norden denne dagen. Lave tilsig og mindre vann i magasinene enn tidligere på vinteren kan ha påvirket tilgjengelig effekt i vannkraftsystemet negativt. Det var også reduksjoner i importkapasiteten denne dagen, men ikke like store reduksjoner som 8. januar.

Prisene var betydelig høyere gjennom store deler av uken enn de tidligere ukene.

Figur 2.4.3 Pris, produksjon og forbruk i Midt- og Nord-Norge per time i uke 8



Her er det tydeligere at produksjonen i Nord-Norge var høyest mandag, da prisen var høyest.

NVE og Konkurransetilsynet er i tråd med vanlig prosedyre i ferd med å vurdere priser og produksjon i Norge torsdag 17. desember, fredag 8. januar og mandag 22. februar.

2.4.4 Nærmere om prisfastsettelsen

De ekstreme prisøkningene må også sees i sammenheng med prisfastsettelsen på Nord Pool og bruk av effektreserver i Sverige og Finland. Effektreservene består av reserver både på produksjons- og forbrukssiden og utgjør samlet om lag 2600 MW. I time 18 torsdag 17. desember, time 8, 9 og 10 fredag 8. januar og time 9, 10, og 11 mandag 22. februar var det i utgangspunktet ingen pris under €2000/MWh som ga tilbud lik etterspørsel i de fem høyprisområdene samlet, gitt de kommersielle budene og importkapasitet. Effektreservene i Sverige og Finland ble da aktivert. Effektreserven kommer inn som et flatt salgsbud marginalt over siste kommersielle salgsbud. I timene med høy pris ble effektreservene benyttet i varierende grad, inntil om lag 230 MW. En nærmere diskusjon av reserver i kraftsystemet er gitt i kapittel 6 nedenfor.

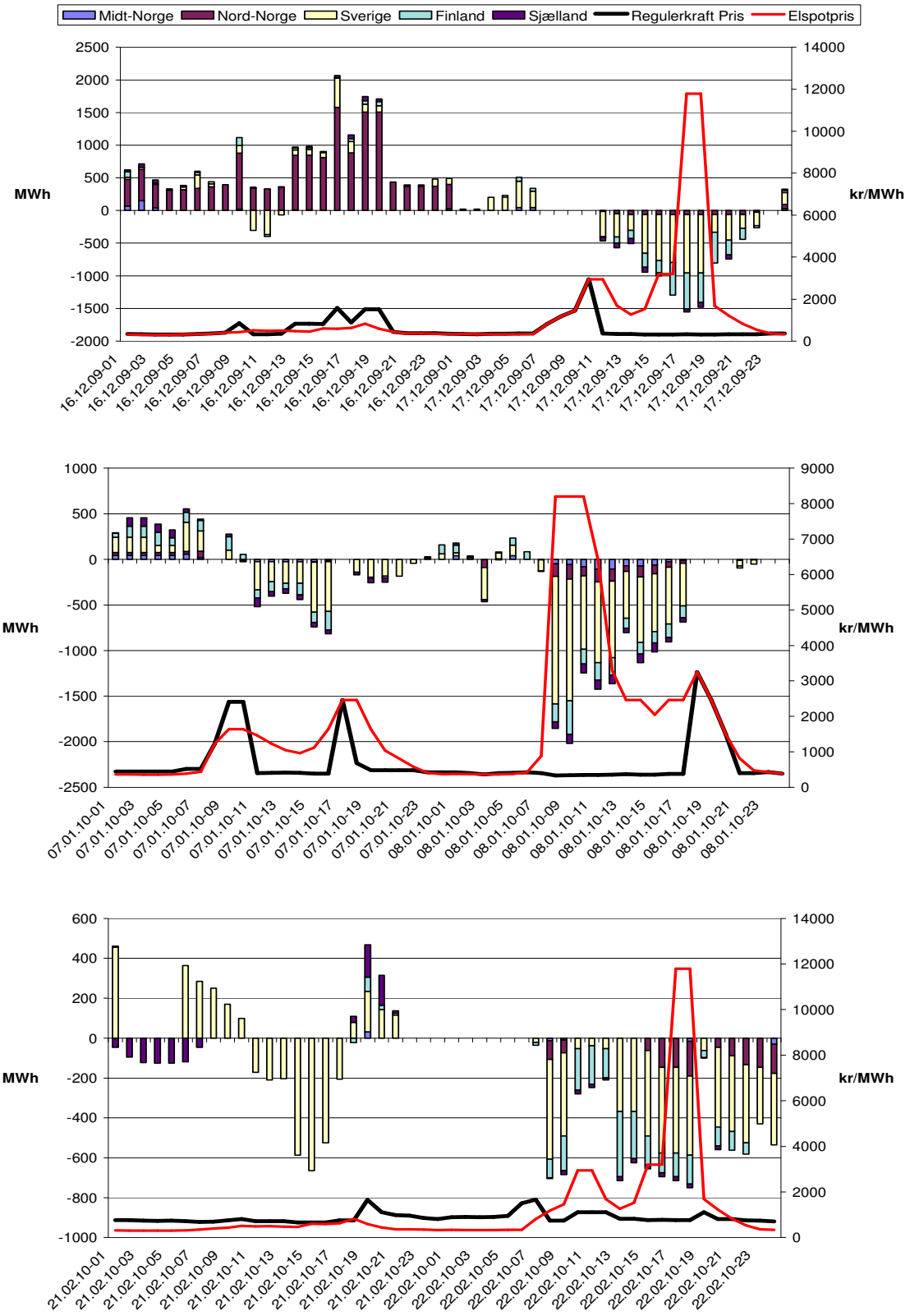
2.4.5 Regulerkraftmarkedet

Ned- og oppregulering reflekterer avvik mellom planlagt produksjon og forbruk basert på innmelding i døgnmarkedet og realisert produksjon og forbruk. Figur 2.4.4 viser tre grafer for utviklingen i regulerkraftmarkedet i de tre døgnene med de høyeste prisene for elspotområdene som utgjorde et felles prisområde. Døgnet før pristoppen er tatt med som sammenligningsgrunnlag. Vi ser at det i timene med pristopper var et betydelig volum som ble nedregulert. I timene 17 og 18 den 17. desember ble rundt 1500 MW nedregulert i hver av disse timene. Over halvparten av volumet som ble nedregulert var i Sverige. I det foregående døgnet, 16. desember, hvor spotmarkedsprisene var betydelig lavere var det hovedsakelig oppregulering i Nord-Norge. Forskjellen mellom prisen i regulerkraftmarkedet og spotmarkedet var over 11 kr/kWh i time 17 og 18 den 17. desember. Det betyr at en leverandør som har meldt inn for mye forbruk i spotmarkedet disse timene, har måttet betale over 11 kr/kWh mer i spotmarkedet enn det de fikk igjen for å redusere forbruket i regulerkraftmarkedet.

Vi ser en lignende utvikling i regulerkraftmarkedet den 8. januar og 22. februar. Betydelige volum ble nedregulert i timene med pristopper i spotmarkedet. Nedreguleringen skjedde til priser som lå betraktelig under de realiserte prisene i spotmarkedet. Den 8. januar ble over 2000 MW nedregulert i time 9. Det er fire prosent av det samlede forbruket i dette området. Det har vært mest nedregulering i Sverige og Finland.

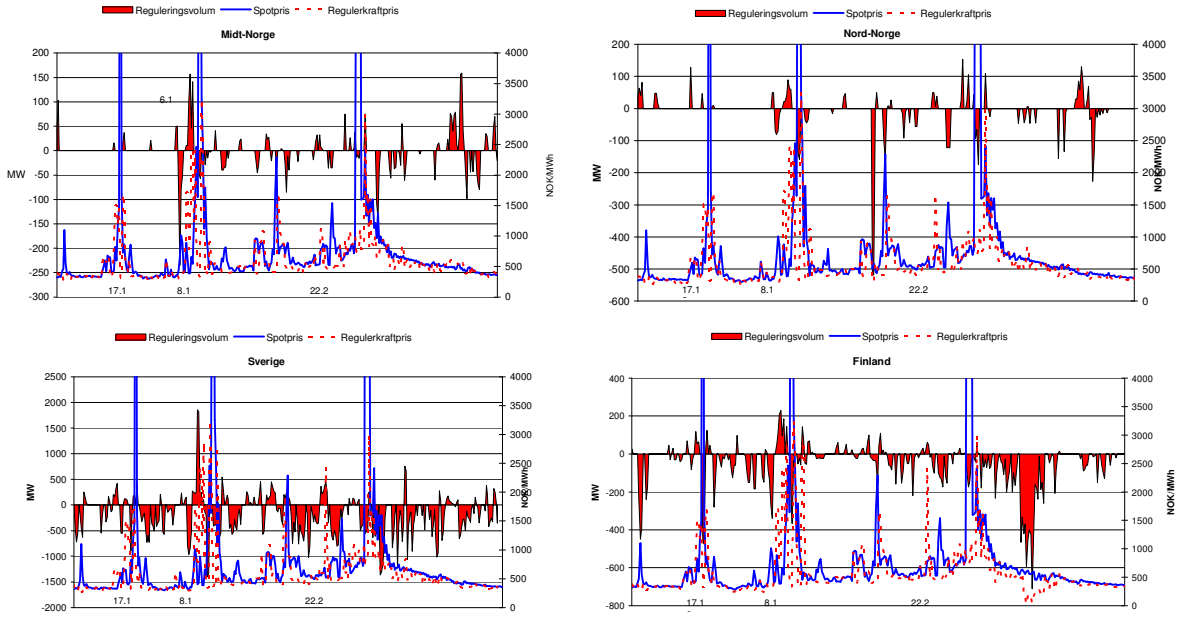
Opp- og nedreguleringer er ikke til å komme utenom, men vi vet at små endringer i etterspørsel er utslagsgivende for den økningen i pris vi så i enkelte timer i vinter. Hvis kjøpsbudene i timene med pristopper ble redusert ville dette således kunne ha redusert pristoppene i disse enkelttimene.

Figur 2.4.4 Utvikling i regulerkraftmarkedet i Midt- og Nord-Norge (NO2/NO3 og NO3/NO4) samt Sverige, Finland og Sjælland i de tre døgnene med pristopper samt døgnet før. Positive og negative verdier angir henholdsvis opp- og nedregulering målt i MWh. Regulerkraftpris og elspotpris (NOK/MWh) er representert med priser i Midt-Norge



Figur 2.4.5 viser utviklingen i regulerkraftmarkedet i perioden desember til januar. For å få lesbare figurer er bare tall for timene 8,9,18 og 19 på ukedagene mandag til fredag tatt med i figuren. Vi ser at med unntak av Midt-Norge har det vært en betydelig overvekt av nedregulering i døgnmarkedet. Det er ikke bare i døgnene med pristopper at det har vært betydelig nedregulering. Nedreguleringen har til dels vært enda større i andre døgn i vinter.

Figur 2.4.5 Reguleringsvolum (negativ verdi er nedregulering), regulerkraftpris og elspotpris i peaktimene 8, 9, 18 og 19 mandag til fredag i Midt- og Nord-Norge, Sverige og Finland. Kilde: Syspower



Tabell 2.4.1 Antall timer med opp- og nedregulering i perioden mars til desember fordelt på dagtid (time 8 til 19) samt natt/helg

	Midt-Norge		Nord-Norge		Sverige		Finland	
	Opp	**Ned**	**Opp**	**Ned**	**Opp**	**Ned**	**Opp**	**Ned**
Dagtid uke	105	135	77	145	198	482	100	398
Natt helg	485	359	282	472	711	953	404	672
Totalt	590	494	359	617	909	1 435	504	1 070

Mulige forklaringer på ubalanser under vinterens pristopper

I Norden har oppstart av termiske reserver gitt ubalanser, noe som medfører et behov for nedregulering.

Utkopling av elkjeler kan også være en årsak til at ubalanser oppstår. Informasjonen om utkobling er ikke tilgjengelig før etter at spotmarkedet er klarert. Redusert forbruk i driftsfasen medfører et behov for nedregulering.

Tabell 2.4.1 antyder en skjevhet ved at nedregulering har forekommet hyppigere enn oppregulering i vinter. Det er grunn til å studere nærmere om det er systematiske skjevheter i forekomsten av opp- og nedregulering i regulerkraftmarkedet og hva dette kan skyldes.

Ubalanser kan skyldes forhold knyttet til at temperatur og vær blir annerledes enn forventet. Det kan ikke utelukkes at det er skjevheter i prognoseringen i perioder med spesielt kaldt vær hvor aktørene har lite erfaringer fra lignende perioder tidligere.

2.5 Driftsforhold og forsyningssikkerhet vinteren 2009/2010

Vinteren 2009/2010 har medført en lang rekke knapphetsproblemer i mindre eller større områder. I kuldeperiodene og spesielt i timene med høyest kraftetterspørsel har knappheten vært så stor at feilsituasjoner ville ha gitt store konsekvenser i form av forsyningssvikt. Forsyningssvikt selv i kort tid i perioder med så lave temperaturer er svært alvorlig. I mange tilfeller har knappheten vært stor også i mindre deler av Sør-Norge som ikke har hatt spesielt høye kraftpriser (Bergen, Oslo, Stavanger osv.). Investeringer i ny produksjon og nett vil ta mange år å realisere.

2.5.1 Vurdering av kraftsituasjonenen

Kraftsituasjonen i vinter har ikke vært vurdert til å være svært anstrengt. Hvis det ikke skulle inntreffe ekstraordinære hendelser anså NVE og Statnett det som lite sannsynlig at det skulle inntreffe en ”Svært anstrengt kraftsituasjon” (SAKS) denne sesongen.

Statnett har i vinter definert situasjonen som stram i to prisområder, NO3 og NO5. En stram kraftsituasjon innebærer, ifølge Statnett, at fleksibiliteten i kraftsystemet og systemets evne til å håndtere lite tilsig eller langvarige feil er begrenset.

Men selv om situasjonen av Statnett og myndigheter ikke ble vurdert som anstrengt eller svært anstrengt ble det likevel gjennomført enkelte tiltak som også vurderes i forbindelse med at sannsynligheten for SAKS vurderes som høy.

Faktaboks 2 Svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS)

Svært anstrengte kraftsituasjoner er kjennetegnet ved at myndighetene kan ha en rimelig tvil om at en markedsmessig kraftomsetning og eksisterende virkemidler hjemlet i dagens systemansvar ikke vil være tilstrekkelig for å unngå rasjonering.

Den langsiktige energi- og effektbalansen skal fortsatt sikres gjennom investeringer i kraftmarkedet. Statnetts hjemmel for å håndtere en svært anstrengt kraftsituasjon har derfor karakter av å være for ekstraordinære tiltak som i de aller fleste år ikke skal tas i bruk. Det er Statnett som er ansvarlig for å overvåke balansen i kraftsystemet og som kontinuerlig skal vurdere behov for å utvikle SAKS tiltak samt vurdere om situasjonen er slik at de bør søke myndighetene om å ta eksisterende virkemidler i bruk.

Virkemidlene for å håndtere SAKS utarbeides etter samfunnsøkonomiske kriterier og vurderes opp mot øvrige virkemidler som Statnett anvender i dag.

Statnett har per i dag fått godkjent to SAKS tiltak; reservekraft og energiopsjoner i forbruk. Før SAKS tiltakene kan søkes iverksatt, har Statnett en rekke andre tiltak som skal iverksettes og vurderes.

Lista over hvilke tiltak Statnett skal iverksette ved spesielle kraftsituasjoner er beskrevet i deres "Statnetts praktisering av systemansvaret 2010". Den innholder ti punkter som kan iverksettes med hjemmel i forskift om systemansvar. Under følger en oppsummering av hvilke tiltak som ble benyttet i løpet av vinteren. Mer detaljert er vurderingene oppsummert under områdevise beskrivelser av spesielle driftsituasjoner i vinter.

1. Opprette separat elspotområdet

a. NO5 (Vest Norge) ble opprettet, NO3 (Midt Norge) var allerede et eget område

2. Innhente detaljert informasjon fra aktørene

a. Statnett kontaktet NVE for å få tilgang på detaljert magasindata for å bedre kunne følge kraftsituasjonen

3. Gi mer informasjon både rettet mot aktørene i engrosmarkedet og allmennheten

a. Statnett satt situasjonen til "stram", men gikk i liten grad ut med egen informasjon rettet mot allmennheten

4. Avlyse revisjoner

    a. Statnett avlyste og utsatte generatorrevisjoner. Det var en diskusjon om hvorvidt oppgraderingen av Nea – Järpströmmen skulle utsettes. Se kapittel om Midt – Norge

5. Bruk av systemvern og /eller reservetransformatorer for å øke importkapasiteten til området

    a. systemvern var satt i drift i alle områder, men ingen reservetransformatorer ble satt inn. Statnett etablerte også nytt systemvern mot BKK-området

6. Utkobling av kjeler

    a. Utkobling ble foretatt i alle områder

7. Spesialregulere ned produksjon for å sikre full import

    a. Spesialregulering for å sikre full import ble ikke benyttet

8. Utkobling av kjeler ved nettproblemer
    a. se punkt 6
9. Spesialregulere ned produksjon for å sikre vann til kraftverk som er særlig viktige for stabilitet og kapasitet i nettet.
    a. Statnett sluttet å spesialregulere for å opprettholde driftskriteriene i BKK og SFE nettet for å unngå hastig nettapping.
10. Driftskoblinger med redusert driftssikkerhet
    a. Dette ble gjennomført i BKK og SFE-området.

Statnett har tidligere vurdert og beskrevet hvordan tiltakene på ti-punkts lista vil benyttes i forkant av en eventuell SAKS. Her deler de blant annet tiltakene inn i to faser etter hvilke deler av tappesesongen de ulike virkemidlene kan benyttes. I vinter har tiltak fra begge fasene vært benyttet. Dette illustrerer hvordan en stram situasjon med effektutfordringer skiller seg fra en mulig energiknapphet. En stram kraftsituasjon med mulige utfordringer for driften vil kunne oppstå kjapt og det kan være behov for virkemidler fra alle fasene for å håndtere dem i motsetning til energiknapphet som utvikler seg over tid og hvor det gradsvis vil være behov for nye virkemidler. SAKS virkemidler er nærmere beskrevet i avsnitt 2.7.

2.5.2 Utkoblbart forbruk

Ordningen med utkoblbart forbruk ble benyttet i alle områdene hvor det var anstrengte driftssituasjoner i vinter. Dette gjelder Østlandet, Midt Norge, Bergensområdet, SFE-området og nord for Ofoten. I tillegg ble det utkoblet en del forbruk som følge av revisjoner og feil i nettet. Spesielt var volumet av utkoblingen 6. januar på Østlandet betydelig. Utkobling av forbruk var ifølge Statnett i praksis eneste virkemiddel for å unngå situasjoner med redusert driftssikkerhet i Oslo-området. Dette er nærmere beskrevet i avsnitt 2.5.6. I de områdene som har blitt utkoblet, har Statnett erfart at utkoblet volum har utgjort mellom 5 og 10 % av forbruket i området. En så stor reduksjon i forbruket hjelper vesentlig til å opprettholde tilfredsstillende driftssikkerhet i anstrengte situasjoner.

2.5.3 Tilgjengelig vintereffekt

Det må til enhver tid være momentan balanse mellom forbruk og produksjon i kraftsystemet. Det betyr at det må være tilgjengelig effektytelse i produksjonsanlegg eller ved import. Inkludert det som var forventet idriftsatt i fjor er det installert om lag 29 630 MW vannkraft i det norske kraftsystemet. Dette inkluderer vannkraft uten reguleringsevne.

Det er også installert en del varmekraft. Mindre varmekraft utgjør om lag 264 MW og Kårstø 420 MW. Melkøya har 215 MW, men dette skal først og fremst benyttes til leveranse på eget anlegg. I tilegg kommer reservekraftverkene 300 MW. Energiverk Mongstad er i prøvedrift frem til mai 2010 og har levert til nettet fra slutten av oktober i fjor. Maksimal installasjon er 280 MW elektrisitet., men i testfasen frem til 2015 vil maksimal produksjon være 120 MW.

Tilgjengelig vintereffekt er installert vannkraft som faktisk kan nyttiggjøres i en situasjon hvor det er høyt forbruk, og dette er hovedsakelig vannkraft med reguleringsevne og en del elvekraftverk. Av magasinverk er det per i dag installert 23376 MW. Ca 1/3 av kapasiteten til elvekraftverk kan også medregnes som tilgjengelig vintereffekt. Dette gir en total vintereffekt

på over 24 000 MW. Statnett opererer med en tilgjengelig vintereffekt på 26 500 MW. I Norge som helhet har vi derfor en akseptabel effektbalanse, men manglende overføringskapasitet mellom enkelte lokale og regionale områder gjør at noen områder i vinter har hatt redusert forsyningssikkerhet. Eksempler på dette er Bergensområdet, Stavangerområdet, Osloområdet og nord for Ofoten.

Effektbalansen i vinter

Fra onsdag 6. januar til fredag 8. januar var det nasjonale forbruket over 23 000 MW i timene 8-20, og det ble målt et maksimalt forbruk på nesten 24 000 MW. Forbruket var uventet høyt tatt i betrakting lavkonjunkturen. Utkopling av uprioritert forbruk reduserte forbrukstoppen torsdag og fredag, ca 300 MW, og i følge Statnett var ca. 600 MW med industrilast ute. Forrige forbruksrekord fra 2001 ble slått med ca 950 MW. Registrert maksimal produksjon er 25 266 MW, den 18. desember 2009.

Sverige satte Norges importkapasitet over Haslesnittet til 0 MW i disse timene, men Norge hadde import fra Danmark, Nederland og Russland. Det var også tilstrekkelig utvekslingskapasitet mellom Sverige og Midt- og Nord-Norge til at disse anmeldingsområdene hadde samme pris. Selv om importkapasiteten fra Russland er beskjeden er denne viktig for forsyningen i Finnmark. Nord for Ofoten er det begrenset reguleringskapasitet på vannkraftproduksjonen, og det er flaskehalser i nettet mot bedre regulerte områder.

I timene med høyt forbruk var det sårbar forsyning til Oslo, Bergen, Stavanger og nord for Ofoten. Den høye effektbelastningen førte til at det var stor kraftflyt inn til områdene og ikke mulig å opprettholde N-1-forsyning. Elkjeler ble utkoblet for å avhjelpe flaskehalser i nettet på Østlandet, Nord-Norge (nord for Ofoten) og Midt-Norge fra ettermiddagen 6. januar til 9. januar. Muligheten til å koble ut disse elkjelene var viktige for å sikre driftssikkerheten i områdene de er plassert. Slikt utkoblbart forbruk gir systemansvarlig et ekstra virkemiddel i spesielle driftsituasjoner.

Det har vært tilstrekkelige reserver i RK-markedet og det har vært kjøp i RKOM-markedet i størrelsesorden 2000 MW. Deler av reservene er innesperret bak snitt vest og nord-vest for Oslo, og var således ikke tilgjengelig for Osloområdet i timene med høy belastning inn til området.

Marginene for å oppnå effektbalanse begynner å bli lave i flere områder. Marginene kan økes ved å øke produksjonsinstallasjonen, redusere forbruket eller bedre nettkapasiteten. Økt fornybar produksjon vil i liten grad hjelpe på situasjonen, siden det i hovedsak er uregulert kraft. Dermed er det i praksis redusert forbruk og bedre nettkapasitet som vil bedre situasjonen i disse områdene.

Bygging av nett er et svært langsiktig tiltak, slik at på kort sikt er redusert forbruk eneste mulighet til å ivareta en fornuftig margin. Redusert forbruk kan vanskelig oppnås uten høy pris i problemområdene i de timene dette gjelder. Samtidig bør ikke større områder enn nødvendig rammes av høy pris. Slik sett taler hensynet til forsyningssikkerhet og akseptable effektmarginer for flere og mer dynamiske prisområder.

2.5.4 Kraftsituasjonen i Midt-Norge

Midt Norge er avhengig av import fra Sverige og Nord-Norge de fleste år. I følge Statnett er underskuddet på 7 TWh i et normalår. Importkapasiteten til Midt-Norge fra Nord-Norge kunne i vinter økes til 900 MW fordi det var en gunstig fordeling mellom produksjonen i Nord-Sverige og Nord-Norge og bruk at systemvern hos Norsk Hydro Sunndalsøra[23]. Den konsesjonsgitte linja mellom Ørskog og Fardal vil bedre situasjonen ytterligere.

Etter revisjon/ ombygging av linjen Nea – Järpströmmen er kapasiteten fra Sverige til Midt-Norge økt fra 600 MW til 850 MW. Samtidig er det i store deler av tiden fullast på snittene, og få eller ingen oppreguleringsressurser i området.

Utkopling av uprioritert forbruk ble benyttet for å bedre effektbalansen i området. Effektreservene i området var begrensede pga lite vann i magasinene og restriksjoner på produksjon i vannveiene. Belastningsfrakobling (BFK) på Norsk Hydro Sunndalsøra (SU4) ble benyttet for å kunne høyne importkapasiteten primært for å spare vann i området.

Med lave magasiner er det lite produksjon tilgjengelig til oppregulering. Systemansvarlig har hovedsakelig to virkemidler for oppregulering i området: Utkopling av uprioritert forbruk og belastningsfrakobling (BFK) på Sunndalsøra. Statnett mente at det var for lite oppreguleringsressurser i Midt-Norge, og inngikk avtale om energiopsjoner på til sammen inntil 164 MW i februar.

På grunn av manglende oppreguleringsressurser søkte Statnett om dispensasjon fra konsesjonsvilkårene til reservekraftverkene, slik at de også kan benyttes i en anstrengt driftssituasjon hvor effektbalansen i området er truet. Dispensasjonen ble innvilget gjennom kongelig resolusjon og gjelder frem til 31.mai. Dette er nærmere beskrevet i avsnitt 2.7.2.

Revisjon av linjen Nea - Järpströmmen

Mellom Sverige og Midt-Norge er forbindelsen Nea – Järpströmmen en viktig importforbindelse ved kraftunderskudd i Midt-Norge. Dette er en ny linje på 420 kV. Det gjenstod imidlertid et lite stykke på svensk side før den nye forbindelsen var klar. For å oppgradere dette stykket måtte linjen ut av drift. Etter oppgraderingen kunne importen fra Sverige økes fra 600 MW til 850 MW i normal drift.

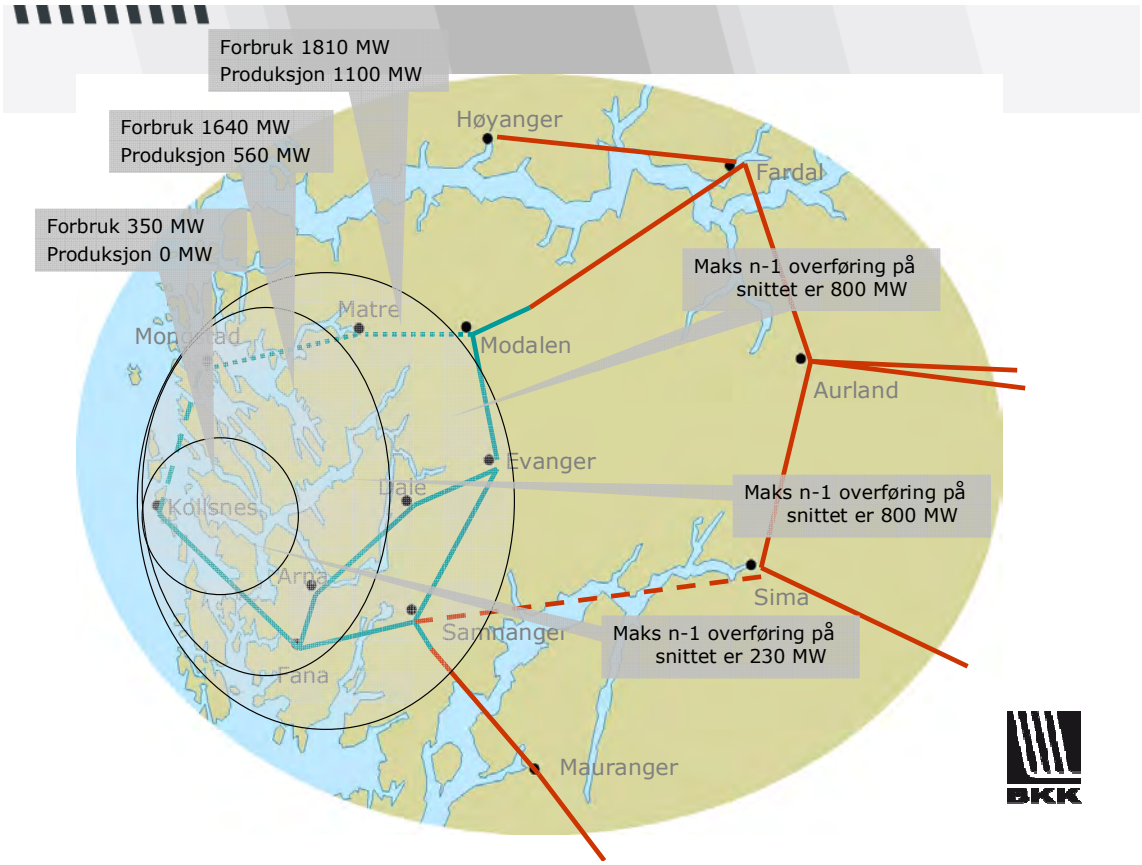
Statnett og SvK ønsket å oppgradere det siste stykket i uken før påskeferie, for å sikre at arbeidet ble gjort mens det ennå var tele i jorda. Naturområdet er vernet og tunge maskiner ville laget dype spor i grunnen. Om ikke det ble gjort innen telen forsvant var det fare for at arbeidet måtte utsettes til neste vinter. De lokale nettselskapene i Midt-Norge mente at arbeidet måtte utsettes, og at risikoen for effektknapphet og påfølgende høye priser som følge av lave magasiner var altfor stor. Statnett og SvK valgte å gjennomføre revisjonen etter å ha vurdert situasjonen, men fikk redusert utetiden på linjen med 2 dager. Opprinnelig skulle linjen være ute for revisjon fra 23. mars – 30. mars, men dette ble endret til 23. mars – 28. mars. Det var ikke store utslag på prisen som følge av revisjonen.

[23] Produksjonslinje SU4 hos Norsk Hydro Sunndalsøra

2.5.5 Bergensområdet og opprettelsen av anmeldingsområdet NO5

Forbruket i Bergensområdet blir dekket gjennom lokal produksjon og import av kraft over linjene Mauranger – Samnanger og Modalen – Refsdal. Disse linjene utgjør BKK-snittet og kapasiteten på hver av linjene er på 800 MW. Om en av linjene langvarig ligger ute som følge av revisjon, vil det bare være en forsyningslinje inn til Bergen. Planlagte revisjoner legges til sommeren når belastningen er lav, men det kan i perioder være nødvendig med uforutsette og kritiske revisjoner.

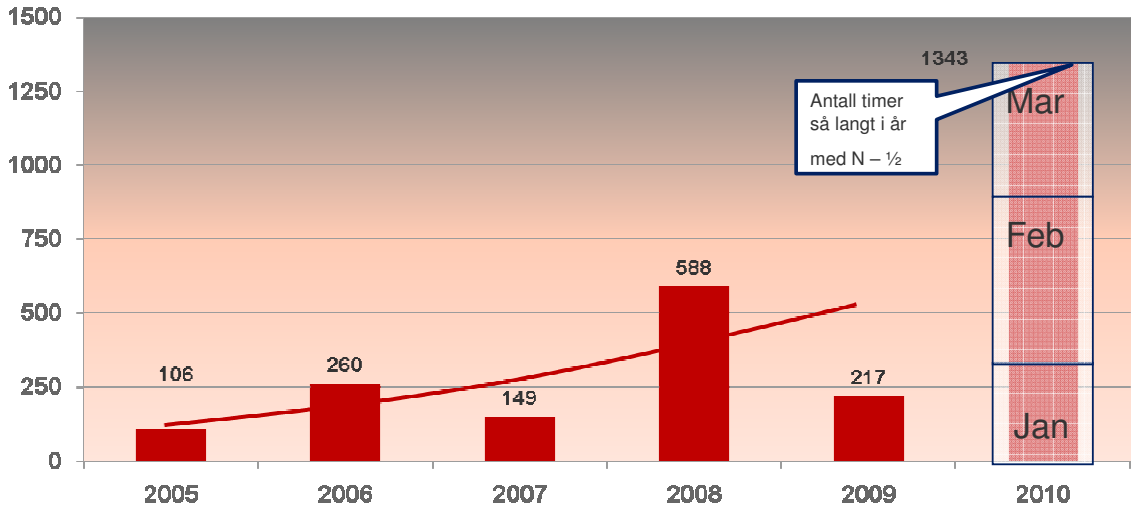
Figur 2.5.1 Oversikt over kraftsystemet inn til BKK og Bergensområdet. Kilde: BKK



Det kan også oppstå driftsforstyrrelse som medfører utkobling av den ene linjen. For å begrense konsekvenser av feil er det installert systemvern. Hvis slike utkoblinger skulle forekomme ved flyt på snitt over 800 MW kobler systemvern ut deler av forbruket momentant slik at systemet forblir stabilt etter utfallet av linjen. Dette gjøres opp til 880 MW, og betyr at det kun er forbruk utover resterende overføringskapasitet som utkobles. At kun deler av forbruket faller ut ved en driftsforstyrrelse, kalles N-1/2 drift. Overføring under 800 MW på disse linjene medfører N-1 drift, og ingen utkobling av last ved feil. Overføring fra 800-880 MW medfører N-1/2 drift. Om kraftflyten inn til området overstiger 880 MW, er det fare for at hele kraftsystemet i Bergensområdet faller ut. Den konsesjonsgitte linja mellom Sima og Samnanger som har fått konsesjon fra NVE, vil bedre forsyningssituasjonen inn til BKK- og Bergensområdet betraktelig.

Fram til slutten av mars har det vært 1343 timer redusert driftssikkerhet, hvor importen til Bergensområdet har oversteget 800 MW. Det vil si 64 % av tiden hittil i år. Fram til 21. februar i år var 71 tilfeller med timeverdi over 880 MW på snittet. I denne perioden hadde Mauranger-Samnanger avbrudd 7. februar, i en time. Årsaken var brann i et tre under linjen. Feilretting medførte ingen utkobling.

Figur 2.5.2 Timer med redusert driftssikkerhet i BKK-området (N-1/2 – drift). Kilde: Statnett



I tillegg til aktivt å bruke systemvern har BKK utført termofotografering av 300 kV linjer og stasjonsanlegg. Her ble det oppdaget en defekt klemme som ble skiftet. BKK har også økt beredskapen, økt vaktstyrken på linjemontører og hos BKK Produksjon, samt varslet kommune og fylke, bl.a. om fare for utkobling..

Radiell drift av sentralnettet på Vestlandet

For å øke kapasiteten i BKK-snittet og dermed spare vann ble det bestemt at det skulle innføres radiell drift fra Aurdal og ned til Blåfalli. Hensikten med dette er å forsyne området, men begrense omfanget av en eventuell driftsforstyrrelse både med hensyn til effektmengde og gjenoppbyggingstid. Ved å innføre radiell drift hindrer en at hele belastningen blir overført på det resterende nettet ved et utfall, siden forbruket faller ut sammen med linjen.

Radiell drift inn mot Bergen har også vært benyttet tidligere, ved høyt forbruk. Det er ikke kun snittet Mauranger – Samnanger og Modalen – Refsdal som kan bli overbelastet. På grunn av økt forbruk i Bergensområdet, blant annet på Kollsnes, er det vanskelig å oppfylle N-1 driftssikkerhet for linjene Samnanger-Fana og Evanger-Dale. I revisjonsperioder der nettet forsynes over en forbindelse må Statnett velge driftsform som enten medfører N-1 eller N-1/2 drift.

Ved å drifte radielt kan en øke overføringen på BKK-snittet fra 880 MW til ca 1200 MW. Dette medfører også ifølge Statnett at behovet for spesialregulering i BKK området opphører nesten 100 prosent (behov for noe spesialregulering for å få fasekompensatordrift i Evanger).

Den store ulempen er at ca 500-700 MW forbruk i BKK-området blir mørklagt ved en enkeltfeil. Utfall av 12 forskjellige ledninger kan forårsake dette. Utfall av Fardal-Aurland vil i tillegg til mørklegging av deler av Bergen gi avbrudd for store deler av Sogn og Fjordane. Det kan bli begrensninger nordover fra Sauda. Dette kan løses med spesialreguleringer eller oppdeling også i Sunnhordlands kraftlags (SKL) nett. Det vil i tilfelle bety N-0 drift også her. Dermed er det radiell drift i så godt som hele prisområdet.

Nytt prisområde NO5

Den 15. mars valgte Statnett å opprette et nytt prisområde NO5. Området som utgjør NO5 er Sogn og Fjordane Energilags (SFE) område (inklusiv indre Sogn), BKK-området og SKL-området (Vestlandet sør for Åskåra og nord for Sauda, med unntak av Aurlandsområdet og Odda). Dette prisområdet skulle avhjelpe situasjonen i Bergensområdet og SFE-området, som er beskrevet nedenfor. Det var fire hovedgrunner for opprettelsen:

- Opprettelse av elspotområde er første tiltak ved muligheter for anstrengt energisituasjon. Dette tiltaket åpner for at prisen i området kan bli høyere enn i omkringliggende områder. Det kan gi lavere forbruk og tydelig importsignal.
- Redusere spesialreguleringskostnaden
- En enklere kapasitetsfastsettelse med færre usikkerhetsfaktorer
- Gi markedet informasjon om situasjonen i området

Det nye området ble av Statnett oppfattet som et område med mye produksjon og en del kraftintensiv industri. Videre ga høyere pris signal om kjøring av gasskraftverket på Kårstø, noe som også bidrar til sparing av vann på Vestlandet. Kårstø er innenfor det ytterste snittet, som består av Saudasnittet + Aurland-Fardal. Det er dette snittet som i hovedsak bestemmer grensen for NO5.

Det er også flere ulemper med denne oppdelingen. Det er ikke et forsyningsproblem i SKL-området, men siden dette er transittområde til BKK vil lavt forbruk og høy produksjon her hjelpe Bergen noe. Det nye prisområdet fanger også kun delvis opp andre problematiske snitt, fordi en eller flere av linjene i snittet ligger inne i prisområdet og ikke på prisområdegrensen. Disse snittene er

- Mauranger-Samnanger+Modalen-Evanger (som er hovedproblemet for forsyningen til BKK)
- Mauranger-Samnanger + Aurland-Fardal
- Saudasnittet + Modalen-Evanger

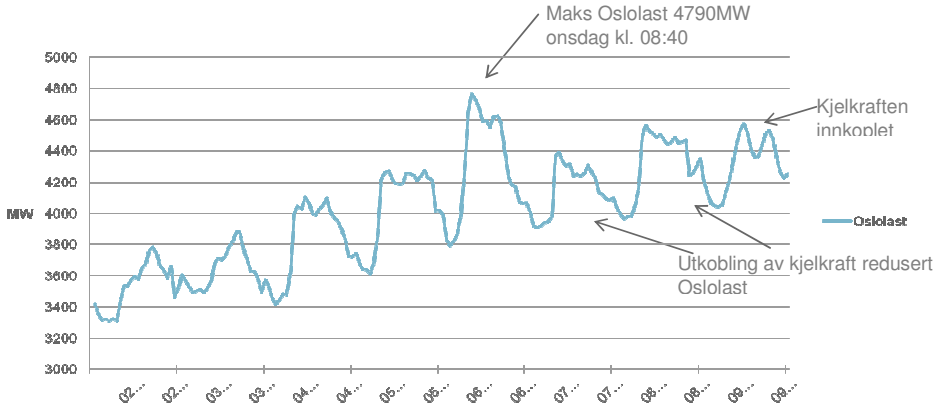
Handelskapasitetene er avhengig av produksjonsfordelingen innenfor NO5, spesielt i radiell drift. Det er stor forskjell om produksjonen kommer i SFE-området eller SKL-området, og hvordan kapasiteten mot NO1 og NO2 settes.

2.5.6 Østlandet og opprettelse av prisområdene NO1 og NO2

I kuldeperioden var "Oslolasten" opp mot 4800 MW, noe som er langt høyere enn forrige notering. Selv med 0 MW eksportkapasitet til Sverige var det nær N-0 forsyning til Oslo. Også importkapasiteten fra Sverige i de kaldeste timene er satt til 0 MW av SvK, slik at det ikke var noe effektreserve i form av import fra Sverige. I timene før utkobling, varierte utkoblbart forbruk på Østlandet mellom 400 og 500 MW. Etter utkoblingsvarsel ble sendt, ble nær 400 MW forbruk koblet ut i Oslo-området og østover.

Transformeringskapasiteten i Oslo-området hadde få reserver, og et utfall ville betydd lastutfall på 150-500 MW. I tillegg gikk snitt inn mot Oslo fra vest nærmest fulle og kjeler ble derfor koblet ut.

Figur 2.5.3 Utvikling av Oslolasten 2.-9. januar. Kilde: Statnett



Utvekslingskapasiteten NO2 - NO1 er avhengig av produksjonsfordelingen i NO2 og blir også påvirket av produksjonen i Hallingdal. Noe av produksjonen i Hallingdal flyter fra Sylling til Kvilldal, så videre til Rød-Hasle. For sum utveksling NO2-NO1 har dette ingen betydning, men Rød-Hasle blir fullastet ved en lavere utveksling NO2-NO1 ved høy produksjon i Hallingdal enn ved lav produksjon i Hallingdal. Elspotkapasiteten NO2-NO1 har ligget rundt 2000-2500 MW.

Prisområdet på Sør-vestlandet

Statnett besluttet i desember i høst å opprette et nytt prisområde på Sør-Vestlandet fra 11. januar 2010. Overføringslinjen Rød-Hasle (420 kV) har etter idriftsettelsen i oktober 2009[24] blitt kjørt på 65 % av opprinnelig kapasitet. Ettersom denne forbindelsen har lav impedans (motstand), er det gjennom denne forbindelsen "kortest vei for strømmen" fra Sør-Vestlandet til Sverige over Haslesnittet. Det har derfor ifølge Statnett vært en utfordring å begrense belastningen på denne forbindelsen ved transitt av kraft fra Danmark og Nederland til Sverige. Problemet har blitt forsterket ved relativ høy produksjon på Sør-Vestlandet og lavere produksjon i Hallingdal.

Når Sør-Norge har vært ett elspotområde, har det vært vanskelig å styre flyten på Rød-Hasle gjennom kapasitetsfastsettelsen NO1-SE. Det har vært nødvendig å ha sikkerhetsmarginer for å unngå overlast. Det har vært vanskelig å fastsette riktig elspot-kapasitet i Hasle da denne har vært avhengig av for mange uforutsigbare faktorer (HVDC, produksjonsfordeling

[24] etter havariet av Oslofjordkablene i 2008

Hallingdal/Flesaker, Oslolast, flyt i Gudbrandsdalen). Dette har medført sterkt redusert overføringskapasitet i Hasle for å styre flyten på Rød-Hasle, som igjen har medført at Hasle-kapasiteten ikke har kunnet bli utnyttet. For å bedre utnyttelsen av Hasle, har høy produksjon i Hallingdal/Østlandsområdet vært en forutsetning, mens det i praksis viste seg å være den produksjonen som bremset først ved redusert kapasitet i Hasle.

Det nye prisområdet NO2 medfører at nettet både i Flesaker-korridoren, Hallingdalskorridoren og Haslesnittet kan utnyttes bedre. Kapasitetsfastsettelsen med den nye inndelingen er ifølge Statnett vesentlig mer presis. Driftssikkerhet for Rød-Hasle er også bedret da lastflyt over flaskehals er kjent. Nytt prisområde for Østlandet åpnet for en høyere eksport over Haslesnittet ved lavere Oslolast.

2.5.7 Andre regionale utfordringer vinteren 2009/2010

Området nord for Sognefjorden og sør for Åskåra hadde før vinteren fulle magasiner. Gjennom vinteren ble magasinene tømt raskt, og i uke 13 var fyllingsgraden i dette området på 22,4 prosent. Opprettelse av eget prisområde NO5 og mer tilsig har redusert nedtappingen, men det har i store deler av 2010 vært den laveste fyllingsgrad her på 16 år. Magasinkapasiteten er imidlertid forholdsvis liten, kun 1,4 TWh.

Fra Fardal går det en 132 kV-radial (nettet har vært delt store deler av tiden hvor det går parallelle linjer) til Åskåra, hvor nettet er delt.

Det var også anstrengte driftsforhold og effektproblemer i andre regionale og lokale områder:

- Statnett og Agder Energi Nett var bekymret for nettkapasiteten i lokale deler av Vest-Agder hvis det forble kaldt og produksjonen i Mandalsvassdraget ble redusert til et minimum. Agder Energi Nett var bekymret for at det ville gå tomt innen vårflommen. Det ble besluttet å dele opp 110 kV nettet mellom Kristiansand og Øye og drive regionalnettet på N-0-drift.
- I Stavanger-regionen var deler av området i timene med høyt forbruk på N-0 – drift. Her er det nå installert kondensatorbatteri som vil hjelpe på å holde spenningen stabil i tilfelle et utfall av en av forsyningslinjene, og dermed øke nettkapasiteten. Her forventes det i nær framtid en søknad om ny sentralnettslinje inn til området som vil bedre driftsikkerheten inn til området.
- Ved maksimal overføring nordover i Ofoten- og Straumsmo-snittet kan det skje utfall av 420 kV linjer som gir følgeutfall i 132 kV nettet. Dersom dette skjer er det stor fare for sammenbrudd i nettet med opp mot 1500 MW forbruk på vinteren. Ofotensnittet var tungt belastet og Nord-Norge ble drevet på N-0 i flere timer i vinter. Det var spesielt stans på en god del av produksjonskapasiteten i Skjomen som medførte dette. Den planlagte linjen Ofoten – Balsfjord – Hammerfest vil kunne avhjelpe på denne situasjonen.

I vinter har det oppstått anstrengte driftssituasjoner i flere regionalnett som følge av for lite vann i enkelte, viktige produksjonsanlegg. Eksempler på dette er nettet under Orkdal transformatorstasjon og regionalnettet i Vest-Agder. For slike tilfeller er det viktig at Statnett som systemansvarlig har god dialog med de regionale kraftsystemutredningsansvarlige slik at tiltak for å hindre at slike situasjoner oppstår blir gjennomført.

2.6 Reserver i kraftsystemene i Norden

Reserver er nødvendige i alle kraftsystemer. Siden kraftverk og linjer fra tid til annen faller ut og det til en hver tid må være eksakt balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet, er en av systemoperatørenes viktigste oppgaver å sørge for at det til en hver tid er adekvate reserver tilgjengelig.

De nordiske landene har svært ulike produksjonssystemer for elektrisk kraft, og dette er en viktig grunn til at også systemene for reserver er ulike.

2.6.1 Norge

I Norge spiller regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) en viktig rolle med hensyn til å sikre reserver. Regulerkraftmarkedet (RKM) er etablert for i operativ drift (sann tid) å håndtere avvik som følge av driftsforstyrrelser samt avvik mellom den timevise kraftbalanse satt i Elspot og den faktiske kraftbalanse. Det må alltid i operativ drift være balanse mellom produksjon og forbruk av elektrisk kraft. I regulerkraftmarkedet anmelder aktørene kvantum og pris for å forandre produksjon eller forbruk slik at kraftsystemet kan reguleres i balanse. Behovet for regulerkraft for oppregulering er ut fra erfaring anslått til minimum ca 2000 MW. På natt og i sommerhalvåret er tilgangen på regulerkraft tilstrekkelig, men på dagtid i vinterhalvåret er ordinær tilgang begrenset.

Hensikten med Regulerkraftopsjonsmarkedet er å sikre at regulerkraftmarkedet har tilfredsstillende mengde regulerkraft (effektreserve). Behovet for å supplere RKM opptrer hovedsakelig på dagtid i vinterhalvåret (november - mars). RKOM drives på ukebasis der fastsatt kvantum og pris for neste ukes kjøp offentliggjøres på Statnetts websider hver fredag innen kl 14. Høsten 2009 innførte Statnett også RKOM på sesongbasis. Både produksjon og forbruk kan delta i RKOM. Tilbydere skal godkjennes av Statnett. RKOM har fremskaffet forbruk som ny ressurs for balansering av kraftsystemet. I tillegg til RKOM er en del industribedrifter forpliktet til å by inn oppreguleringsbud (utkobling av forbruk) som følge av kraftavtaler som definert i st. prp. 52.

Etter tørrværsperioden høsten og vinter 2002/2003 har Statnett tilrettelagt supplerende virkemidler til bruk i svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS).

2.6.2 Sverige, Finland og Danmark

Regelverket knyttet til bruk av effektreserver i Elspot

Artikkel 7 i EUs direktiv 2003/54/EC åpner for at det enkelte land avhensyn til leveringssikkerheten kan anskaffe effektreserver. Det stilles imidlertid betingelser om at disse kun skal benyttes når eksisterende produksjonskapasitet eller bruk av forbruks fleksibilitet ikke er tilstrekkelig for å ivareta leveringssikkerheten.

I Sverige og Finland har TSO-ene historisk sett anskaffet effektreserver i forkant av vintersesongen og disse har vært tilgjengelig til reguleringsformål ved behov. Innenfor rammen av Nordisk ministerråd, det nordiske regulator samarbeidet (NordREG), samt samarbeidet mellom de Nordiske TSO'ene har det vært jobbet med felles retningslinjer for anskaffelse og bruk av effektreserver. Det er enighet om at anskaffelsen og bruken av slike reservene i så liten grad som mulig skal påvirke prisdannelsen i kraftmarkedet.

Det er etter vårt syn ikke behov for ytterligere harmonisering av regelverket knyttet til anskaffelse og bruk av effektreservene. NordREG arbeider imidlertid med en kartlegging av balansemarkedet i Norden som også adresserer behovet for ytterligere harmonisering av reglene knyttet til transparens og handel.

Dette arbeidet var også bakgrunnen for at NVE 22. desember 2008 godkjente endring i Nord Pool Spots (NPS) "Rulebook" knyttet til hvordan svenske og finske effektreserver skulle håndteres i Elspot. De nye prosedyrene var et resultat av et forslag fra NPS, Svenska Kraftnät og Fingrid og ble også drøftet med de øvrige TSO-ene og aktørene i kraftmarkedet. Utgangspunktet for forslaget var at bruken av effektreservene ikke skulle påvirke prisdannelsen i kraftmarkedet, samtidig som reservene kunne bidra til at en unngikk situasjoner med avkorting til den tekniske maksimalprisen (200 EUR/MWh) og.

Bruk av reserver til administrativt fastsatte priser kan gi incentiver til strategisk adferd. NVE la i sin godkjenning vekt på at markedsovervåkningen ved NPS mente at deres markedsovervåkning i sammenheng med sanksjonsmuligheter vil gjøre den reelle muligheten for å manipulere prisene liten. Videre presiserte NVE at virkningen av de nye rutinene ville følges nøye, og at dersom ordningen fikk vesentlig betydning eller uheldig påvirkning på prisdannelsen i markedet, så vil det måtte foretas en ny vurdering av ordningen.

Ordningen innebærer at svenske og finske effektreserver kan inkluderes ved kalkulering av pris i Elspot. Reservene vil kun aktiveres som bud i timer der man ellers ville fått avkorting på grunn av manglende priskryss i Sverige eller Finland. Ved avkortning skal prisen etter reglene i NPS settes til teknisk makspris (2000 EUR/MWh). Ved aktivering av reservene i Elspot settes prisen i markedet til høyeste kommersielle bud blant bud i Sverige og Finland med et tillegg på 0,1 EUR/MWh, dvs. samme pris for begge reserver. Prisen settes dermed slik at kommersielle bud ikke utkonkurreres. Prisen skal heller ikke settes lavere enn at den dekker de variable kostnadene ved å sette effektreserven i produksjon.

NPS' begrunnelsen for at ikke effektreservene kan legges inn i spotmarkedet til variabel kostnad, var at det ikke er rimelig at subsidierte ressurser skal bys inn i spotmarkedet ettersom de da kan komme til å konkurrere ut kommersielle bud. Det er lagt tilgrunn at anleggene uten subsidier, dvs. dersom svensk og finsk TSO ikke betaler for at de skal være tilgjengelige, så ville heller ikke anleggene lenger vært åpne for produksjon. Ubenyttet effektreserve kan benyttes i regulerkraftmarkedet. Volum for effektreservene utgjør 2000 MW i Sverige og 600 MW i Finland.

Ordningen innebærer at effektreservene kan aktiveres før NPS spør TSOene om det er mulig å øke handelskapasiteten. Dette ble av NPS begrunnet med at TSOene alltid gir maksimal kapasitet til Elspot kl. 8.30, og at forutsetningene som ligger til grunn for kapasitetsberegningen normalt ikke endres.

NPS har opplyst at det historisk sett kun har vært noen få tilfeller hvor TSOene har gitt markedet mer kapasitet i avkortingssituasjoner. I de siste årene har imidlertid slike situasjoner blitt løst ved frivillig konvertering av blokkbud, dvs. at NPS ikke har hatt behov for å spørre om ekstra kapasitet.

Benyttelse av effektreservene vinteren 2009/2010

I time 18 den 17. desember 2009 ble det benyttet 40,5 MW av de svenske Effektreservene og 16,5 MW av de finske effektreservene. Også i timen før (time 17) var prisen høy, men i denne timen ble effektreservene ikke tatt i bruk.

Effektreservene ble også tatt i bruk ved prisberegning i Elspot 8. januar 2010 i timene mellom klokken 7:00 og 10:00. I time 8 ble det benyttet 20,5 MW i Finland og 143,1 MW i Sverige, i time 9 henholdsvis 45,4 MW og 145,4 MW og i time 10 henholdsvis 35,3 MW og 86,9 MW effektreserver.

Tabell 2.6.1 Pris i EUR/MWh i NO2, NO3, DK2, Sverige og Finland 8. januar. Kilde: Nord Pool

Time 7	Time 8	Time 9	Time 10	Time 11
107,5	1000,01	1000,01	1000,01	783,46

Effektreserven ble også benyttet 22. februar 2010 i timene mellom kl. 8:00 og 11:00. I time 9 ble det benyttet 57,5 MW i Finland og 172,1 MW i Sverige, i time 10 henholdsvis 57,7 MW og 130,0 MW og i time 11 henholdsvis 12,7 MW og 28,7 MW.

Tabell 2.6.2 Pris i EUR/MWh i NO2, NO3, DK2, Sverige og Finland 22. februar. Kilde: Nord Pool

Time 8	Time 9	Time 10	Time 11	Time 12
1000,08	1400,11	1400,11	1400,11	1000,07

Nord Pool Spots markedsovervåkning har foretatt undersøkelser med spesielt fokus på de budene som har blitt avgjørende for prisene på effektreservene, og har pågående undersøkelser og vurderinger knyttet til den 17. desember og 22. februar.

I timene som effektreserven er benyttet ville man uten effektreserven fått avkorting og teknisk makspris på 2000 EUR/MWh, forutsatt at TSOene ikke hadde kunnet øke handelskapasiteten dersom NPS hadde bedt om dette. Hva prisen hadde blitt dersom TSOene hadde økt kapasiteten ville avhenge av størrelsen på kapasitetsøkningen og hvilke bud som da hadde fått tilslaget. Det er verdt å merke seg at det ble oppnådd pris kryss ved å benytte relativt små volumer av de svenske og finske effektreservene.

2.7 Spesielle tiltak i det norske kraftsystemet for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner

Som tidligere beskrevet, har Finland og Sverige egne reservekraftordninger som er ment for å sikre effektbalansen i kraftsystemet. Norge har et energidimensjonert kraftsystem og vi har historisk derfor vært mer opptatt med å sikre energibalansen i tørrår enn effektbalansen. Det har vært de potensielt store sesongmessige utslagene av tilsig som har vært en risiko som bransjen og myndighetene har utviklet spesielle virkemidler for å sikre seg mot.. Med bakgrunn i denne risikovurderingen har Statnett har siden 2003 utviklet et eget sett med verktøy for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS). Dette er hjemlet i forskift om systemansvaret § 22a. Virkemidlene er videre vurdert eller godkjent av NVE.

SAKS tiltakene energiopsjoner i forbruk og reservekraftverk kommer i tillegg til tiltakene på Statnetts ti-punkts-liste, som beskrevet i kapittel 2.5. Energiopsjoner skal innløses før reservekraftverk kan igangsettes. Dette er stadfestet i OEDs vedtak om reservekraftanleggene datert 18.01.2008 samt i kraftverkenes utslippstillatelse.

2.7.1 Energiopsjoner (ENOP)

Statnett har som et SAKS-tiltak utviklet et produkt og en handelsprosess for energiopsjoner i forbruk. Ordningen har vært utprøvd i de fire forutgående vintersesongene. Ordningen innebærer at Statnett ber om bud på opsjoner for utkobling av forbruk for en gitt tidsperiode for kommende vintersesong. Dette blir gjort på bakgrunn av Statnetts vurdering av behov og en strategi for innkjøp av opsjoner.

Energiopsjoner i forbruk er oppdelt i to forskjellige produkter. Primærproduktet, som Statnett benevner Standardproduktet, har en varslingstid på en uke og en varighet av nedreguleringen på minst to uker. Det er også definert et tilleggsprodukt der varslingstiden er to uker og varighet av nedreguleringen åtte uker.

Både opsjonspremien og innløsningsprisen bys inn av budgiver. Innløsing av opsjonen sikrer nedregulering av forbruk, målt i GWh/uke. Innløsning kan først skje etter at Statnett har fått godkjenning fra NVE om å ta i bruk tiltaket. Energiopsjonene har ikke vært søkt innløst i noen av sesongene Statnett har hatt dem til rådighet.

ENOP sesongen 2009/2010

Statnett sendte budinvitasjon i september 2009. Budfrist ble satt til 22. oktober og vedståelsesfrist 12. november 2009. Statnett gjorde i etterkant av runden en samlet vurdering og konkluderte med at utviklingen synes så positiv at det ikke var behov for å inngå avtaler om energiopsjoner i forbruk denne sesongen. Analyser på dette tidspunktet gav marginal sannsynlighet for at en svært anstrengt kraftsituasjon ville oppstå. Behovsvurderingen gjorde dermed at det ikke ble inngått avtaler.

Da utviklingen i Midt-Norge utover vinteren viste seg å bli strammere enn antatt på høsten, besluttet Statnett å gjennomføre en ekstraordinær budrunde i prisområdet NO3. Budinvitasjon gikk kun til aktører i prisområde NO3 (Midt-Norge) og ble offentliggjort 25. januar 2010. Budfrist ble satt til 9. februar og vedståelsesfrist 23. februar 2010. Budaktiveringsperioden ble i denne budrunden endret til å være i tidsrommet fra og med uke 11 til og med uke 20. I den

ekstraordinære budrunden ble det inngått avtaler som kunne gi en maksimal nedregulering på 164 MW.

Ifølge Statnetts evalueringsrapport, var det stort sett de samme aktørene som var med i budrunden på høsten som også kom med bud i den ekstraordinære budrunden. Samtidig er det verd å merke seg at det samlede tilbudet både med hensyn til maks effekt og varighet var til dels betydelig redusert sammenlignet med den ordinære budrunden. Innløsningsprisen og opsjonspremien var økt for de fleste bud.

Oppsummering og fremtidig bruk av ENOP

I forbindelse med evalueringen av ENOP ordningen denne sesongen påpeker Statnett at den vurderingen som ble gjort i forbindelse med den ordinære budrunden, hvor det ikke ble inngått noen avtaler om innkjøp av energiopsjoner, viste seg å være feil. Vurderingen var imidlertid basert på den aktuelle situasjonen i november 2009, hvor alle relevante faktorer pekte i en positiv retning, og beslutningen var ut fra dette perspektivet korrekt fattet. Den helt unormale utviklingen som kom i etterkant av dette, illustrerer hvor vanskelig det kan være å basere ordningen på den en konkret vurdering av den aktuelle situasjonen ved kontraktsinngåelsen og at det forsikringsmessige aspektet bør være det rådende kriteriet for ordningen. Etter Statnetts vrdering er det ikke hensiktmessig å vente med ENOP utlysning og kontraktsinngåelse til behovet er vurdert.

NVE uttrykte ved behandlingen i 2008 skepsis til ordningens effektivitet. OED valgte i januar 2009 å ta Statnetts ønske til følge.På denne bakgrunn har NVE i april 2010 godkjent bruk av ENOP for sesongen 2010/2011 med følgende merknader.

- I motsetning til det som er gjennomført tidligere år, hvor budgiving og innkjøp har vært gjennomført på høsten, legges det for kommende sesong opp til å foreta innkjøp av opsjoner før sommeren. Det vektlegges her at opsjonene skal være en forsikringsordning som er uavhengig av konkrete subjektive vurderinger av magasinsituasjon m.v.
- Ordningen skal være nasjonal
- Det åpnes for gjensidig ekskluderende bud fra enkeltaktører

Selv om ENOP er designet for å redusere energiforbruket i svært anstrengte kraftsituasjoner så vil de også ha en gunstig effekt på effektforholdene i anstrengte energisituasjoner. Energiknapphet vil gi effektproblemer og vanskeligheter med å få momentan balanse i systemet.

2.7.2 Reservekraftverk

Reservekraftverkene ble gitt konsesjon og anskaffet med bakgrunn i risikoen for SAKS. Kraftverkene eies av Statnett som systemansvarlig. Erfaringer fra sesongen 2002/2003 dannet mye av grunnlaget for dette virkemidlet. De to reservekraftverkene, hver på 150 MW, på Tjeldbergodden og ved Nyhavna har på denne bakgrunn fått vilkår om bare å kunne utnyttes i SAKS. I planleggingsprosessen ble også Kolsnes vurdert som et mulig lokaliseringsalternativ.

Reservekraftverkene er mobile i den forstand at de fra en sesong til neste kan flyttes til en annen lokalitet der det er god tilgang på bl.a. gass, kraftoverføring og ferskvann. Lokaliteten må være tilrettelagt for kraftverket.

Reservekraftverkene er gassturbinverk som er forutsatt å kunne produsere ca 1000 GWh *energi* over en 5 måneders periode fra nyttår til ut mai. Med dette kan de bidra til å redusere sjansen for rasjonering i perioder og områder med liten krafttilgang sett mot forbruket og overføringskapasiteten.

Bakgrunn for restriksjoner på bruk av reservekraftverkene

CO2-utslippene pr kWh er ca det dobbelte av et vanlig kombigasskraftverk og reservekraftverkene bør derfor ikke utnyttes mer enn det som er samfunnsmessig nødvendig.

Bruk av reservekraft kan også påvirke tilpasningen innen annen produksjon og forbruk. Analyser viser at både eksistensen og bruken av reservekraft i prinsippet vil påvirke vanndisponeringen innenfor perioden med knapphet. I en situasjon hvor magasinfyllingen i utgangspunktet er lav og det forberedes for reservekraftproduksjon, må det forventes at vannkraftprodusentene vil fremskynde produksjonen noe. Det skyldes at ordningen på kort sikt vil gi redusert risiko for vårknipe og forventningsmessig lavere priser i de tørreste scenarioene. Effekten av dette vil kunne bli en mer usikker balanse mot slutten av en

Faktaboks 3 Systemansvarliges virkemidler i anstrengte driftsituasjoner

Systemansvarlig kan i *vanskelige driftssituasjoner* rekvirere effekttilgang ved å kreve at all tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon og forbruk anmeldes i regulerkraftmarkedet, etter at prisen i elspotmarkedet er satt.

Systemansvarlig kan ved *driftsforstyrrelser* kreve å få benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet til å gjenopprette normal drift. Ikke anmeldt produksjon prissettes til elspotområdets regulerkraftpris, dersom ikke annet er avtalt.

Systemansvarlig kan ved effektknapphet i kraftsystemet pålegge konsesjonær å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk. Systemansvarlig kan også under større driftsforstyrrelser pålegge konsesjonær å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk.

Systemansvarlig kan ikke pålegge konsesjonær langvarig tvangsmessig utkobling. For større, langvarige utkoblinger er det snakk om kraftrasjonering og NVE er da ansvarlig myndighet.

Kraftrasjonering er et tiltak som er utviklet for å håndtere ekstreme situasjoner der alle andre markedsmessige og frivillige ordninger er benyttet men ikke har hatt ønsket virkning. Dette betyr at det ikke er nok energi igjen til å forsyne markedet. Dermed må rasjonering benyttes for å utnytte den energien som gjenstår på en best mulig måte. En rasjoneringssituasjon vil derfor ikke kunne sammenlignes med en situasjon hvor det er høy pris, men tilgjengelig kraft i markedet. En rasjoneringssituasjon vil være en unntakstilstand hvor det kan bli problemer med å skaffe kraft til viktige deler av samfunnet i det området hvor situasjonen oppstår.

knapphetsperiode, men det kan også føre til at endringen i vannkraftproduksjon bidrar til en jevnere fordeling av det ekstra energitilskuddet som reservekraftverket representerer. Dermed kan unødvendig drift svekke virkningen av reservekapasitet som et tiltak i en SAKS.

Det er en forutsetning for at reservekraftverkene skal virke effektivt at området det er lokalisert i er et eget prisområde med flaskehalser til andre prisområder. Analyser gjennomført i vinter viste at i timer hvor det ikke var flaskehals mellom Midt-Norge og Sverige ville reservekraftverkene redusert importen fra Sverige omtrent like mye som kraftverkene produserer, og derfor er faren for rasjonering like stor med eller uten igangsetting av reservekraftverkene.

Igangsetting av reservekraftverkene med et lavt bud i kraftmarkedet på hele produksjonen kan gi uønskede effekter med hensyn til produksjon og forbruk. Det kan for eksempel være at det er termisk kraft i Sverige som ligger på marginalen. Dermed er det mulig at reservekraftverkene kun vil føre til redusert kraftproduksjon i de termiske kraftverk i Sverige. Et annet alternativ er at det kan føre til økt forbruk i Midt-Norge eller Sverige som følge av liten prisnedgang.

Det er meget viktig at ikke aktørene forventer at SAKS-tiltak blir gjennomført, samtidig som det ikke forventes fra Statnetts og NVEs side. Det kan føre til at produksjonen er høyere tidlig i sesongen enn hva det burde være. Derfor er det viktig at Statnett og NVE er klare på hvilke regler som gjelder ved bruk av SAKS, og at det ikke vil vikes fra disse reglene.

Det er viktig at en er restriktiv i bruken av reservekraftverkene, slik at ikke den langsiktige forventede prisstrukturen endres. Dermed svekkes heller ikke aktørenes incentiver til å investere i ny produksjon eller energisparende tiltak. Om hyppig bruk av SAKS-tiltak fører til lavere forventede priser, vil det kunne føre til tiltak på produksjonssiden eller etterspørselssiden som før ville vært lønnsomme, nå ikke blir det.

Dersom reservekraftverk brukes sjeldent, vil ikke den forventede prisstrukturen på lang sikt endres. Dermed svekkes heller ikke markedsaktørenes økonomiske incentiver til å investere i nye anlegg. Slike investeringer i nye anlegg representerer markedets bidrag til å redusere sannsynligheten for fremtidige svært anstrengte kraftsituasjoner. Men omvendt vil hyppig bruk påvirke prisforventningene slik at sannsynligheten for høye priser blir mindre enn den ellers ville ha vært, mens selve prisnivået må kunne antas å være forholdsvis upåvirket i langsiktig likevekt. Dette kan føre til at nye investeringer på tilbuds- og etterspørselssiden får andre karakteristika med tanke på beredskap i forhold til tilsigssvikt, enn de ellers ville ha fått.

Dispensasjon til bruk av reservekraftverkene ved anstrengte driftsituasjoner

Forsyningssikkerhet inneholder flere aspekter enn energiknapphet. Både effektknapphet og ekstraordinære hendelser i kraftsystemet kan gi omfattende samfunnsmessige konsekvenser. Reservekraftverkene kan i tillegg til å fungere som SAKS-tiltak, være et viktig bidrag for å opprettholde driften av kraftsystemet i området de er plassert i som følge av en ekstraordinær hendelse. Statnett søkte med bakgrunn i den stramme kraftsituasjonen i Midt-Norge om en midlertidig dispensasjon fra konsesjonsvilkårene for å kunne benytte reservekraftverkenes effektegenskaper.

Reservekraftverkene kan eksempelvis kompensere for et tilsvarende utfall av effekt fra nettanlegg eller produksjon i det området de er plassert. Reservekraftverkene kan bidra til å opprettholde kraftsystemets balanse i en anstrengt driftsituasjon. De vil kunne være ett av flere

virkemidler som kan anvendes i situasjoner hvor dette er påkrevet for å sikre strømleveranser til innbyggere og den generelle samfunnssikkerheten. Mulighet for bruk av reservekraftverkene vil slik gi bedre beredskap i det området der de er plassert.

Midlertidig dispensasjon fra vilkåret om kun å bruke reservekraftverkene i SAKS-situasjoner, innebærer ikke at det i dispensasjonsperioden skal være mulig med alle typer bruk av disse kraftverkene. Begrunnelsen for søknaden er å gi mulighet for å utnytte kraftverkenes effektegenskaper ved eventuelle driftsforstyrrelser i dagens spesielle situasjon. Statnett fikk dispensasjon for å gjøre vedtak om idriftsettelse av reservekraftverkene i anstrengte driftssituasjoner hvor all annen tilgjengelig regulerytelse er forsøkt rekvirert, og hvor eneste alternative tiltak vil være utkobling av forbruk.

Motivene for å begrense driftsomfanget til disse kraftverkene i konsesjonene var særlig utslippsvirkninger og mulige uheldige virkninger på kraftmarkedet og kraftsystemet, og disse hensynene er fortsatt aktuelle. Dispensasjon fra de opprinnelige vilkårene ble satt slik at de ikke svekker reservekraftverkene som SAKS-tiltak. For at reservekapasiteten skal ha best mulig virkning, må betingelsene for igangsetting av produksjon settes slik at markedet i minst mulig grad endrer sine beslutninger og produksjonsprofil.

Dersom bruken av reservekraftverkene begrenses til kun å være ett av flere virkemiddel for systemansvarlig ved driftsforstyrrelser, vil de negative virkninger være små. Systemansvarlig har gjennom forskrift om systemansvar flere måter å sikre balansen i systemet på. Reservekraftverkene kan etter dispensasjonsadgangen brukes i de tilfeller hvor andre virkemidler, herunder annen effektreserve, ikke er tilgjengelig og alternativ er tvangsmessig utkobling av forbruk.

Det har i løpet av sesongen ikke oppstått situasjoner hvor Statnett har vurdert det som nødvendig å starte reservekraftverkene.

Videre vurderinger av reservekraftordningen

Ved valg av lokalisering og innkjøp av reservekraftverkene, var det å redusere sannsynligheten for energirasjonering utgangspunktet for valg av lokalitet. Midt-Norge er det området som peker seg ut som et område i Norge hvor sannsynligheten for en slik situasjon er størst. Samtidig har vinteren vist at også andre potensielle hendelser kan gi utfordringer i regionen. Derfor har Statnett fått dispensasjon til å benytte effektegenskapene til reserverkraftverkene for å unngå tvangsmessig utkobling av forbruk ved anstrengte driftsituasjoner. Selv om Nea-Järpströmmen har gitt økt overføringskapasitet fra Sverige vil effektsituasjonen i området ikke være akseptabel før Ørskog-Fardal er på plass.

Kriteriene i dispensasjonen gitt vinteren 2010 gir klare begrensninger på bruken som sikrer at mulige ulemper minimeres. Mulighet for bruk av reservekraftverkene vil slik gi bedre beredskap i det området der de er plassert. NVE vil se nærmere på om dispensasjonen gitt i vinter bør gjøres permanent.

Per dags dato finnes ingen alternativ lokalisering tilrettelagt for å etablere kraftverket på sesongvarsel slik det var intensjonen i henhold til søknad og behandling av tiltaket. Det kan derfor være hensiktmessig å vurdere om andre områder som i vinter opplevde en stram kraftsituasjon bør tilrettelegges for kraftverkene. Før en slik vurdering gjennomføres, bør en avklaring av dispensasjonsadgangen og mulighetene for å benytte kraftverkenes

effektegenskaper avklares. Blant annet kan reservekraftverkene brukes for å ivareta driftsikkerheten for områder i påvente av at nye prosjekter idriftsettes. Dette vil være viktige forutsetninger i en samfunnsøkonomisk analyse av hensiktsmessig lokalisering og flyttekostnader.

2.8 Videre utredninger og tiltak som bør vurderes

2.8.1 Prisfølsomhet – store forbrukere og kraftleverandører

Som det fremgår av avsnitt 2.6.2 er det tilsynelatende relativt små volumer av de svenske og finske effektreservene som er benyttet i timene med høye priser. Også de siste budene på tilbudssiden har beskjedent volum. Dette innbærer at det med relativt små endringer på etterspørselssiden kunne de aller høyeste pristoppene vært betydelig redusert.

Prisene i regulerkraftmarkedet var dessuten lavere enn spotprisen i de fleste av timene hvor effektreservene ble benyttet og indikerer at prisfølsomheten ikke i tilstrekkelig grad kommer tilsyne i spotmarkedet.

Det er liten tvil om at vinterens høye priser har påført forbrukere og leverandører uten adekvat prissikring store økonomiske tap. Samtidig kan produsenter med produksjonsmuligheter ha gått glipp av store inntekter. Disse økonomiske virkningene kan ha en opplærende virkning, slik at mange aktører finner det lønnsomt å iverksette tiltak og prosedyrer som gir dem bedre vern mot høye priser ved neste anledning.

Samtidig er det grunn til å peke på to forhold som trolig har betydning for hvor store prisutslag en i dag vil få i en situasjon med lite tilgjengelig effekt. For det første opptrer høye priser i enkelttimer historisk sett sjelden. Vinterens hendelser viser at det i for liten grad fantes beredskap og prosedyrer hos enkeltaktører, for eksempel store og mellomstore forbrukere, for å gjennomføre tilpasninger i adferden i forhold til endringer i kraftprisene. For det andre observerer vi at endret adferd (redusert etterspørsel) ser ut til først å komme til syne i regulerkraftmarkedet og at utslagene i etterspørselen først kan observeres etter noen uker, jf 6.1.2.

NVE mener derfor det er behov for å studere hvilke virkemidler som kan være hensiktsmessige å iverksette med tanke på å øke beredskapen på etterspørselsiden fra store og mellomstore forbrukere i spotmarkedet.

Det bør også gjennomføres tilsvarende vurderinger knyttet til kraftleverandørenes muligheter for å aggregere etterspørselsfleksibilitet fra sine kunder. Dette reiser imidlertid ytterligere spørsmål knyttet til teknologiske utfordringer, blant annet muligheten for å kunne styre forbruk. Slike løsninger må derfor sees i sammenheng med innføringen av AMS, og de muligheter det gir for endringer i hvordan markedet er organisert.

2.8.2 Markedsmeldinger og revisjonsplanlegging

Vinteren 2009/2010 har vært preget av lav produksjon og regularitet i svensk kjernekraft. De svenske kjernekraftverkene er gamle og den ”Svenska strålskyddsinspektionen” ser ut til å kontrollere nøye før kjernekraft gis tillatelse til å starte opp igjen etter vedlikehold og reparasjon. NVE mener det er svært viktig med nøye kontroll av sikkerheten på svenske kjernekraftverk og finner ingen grunn til å tvile på de faglige vurderinger som gjøres av kjernekraftinspeksjonen.

Tilsyn med dette er et internt svensk anliggende. Likevel kan det være grunn til å se nærmere på varslingsrutinene og hvordan markedsmeldingene til Nord Pool fra hvert enkelt kjernekraftverk utformes. Det har denne vinteren vært et gjentatt fenomen med stadige og nye forsinkelser av oppstart etter vedlikehold og reparasjon. Om mulig bør det innskjerpes at annonsert

oppstartstidspunkt skal representere aktørens beste estimat. Det er generelt viktig at markedsmeldinger er mest mulig korrekte og reflekterer all tilgjengelig informasjon. Dette gjelder også meldinger fra andre markedsdeltakere enn kjernekraftprodusenter.

Flere svenske kjernekraftverk står foran vesentlige oppgraderinger og langsiktige vedlikehold som vil medføre lange utkoblingsperioder. Plasseringen av slike langvarige ute-perioder vinteren 2009/2010 var i lys av forholdene ved inngangen til året fornuftig, siden det var god magasinfylling, lave brenselpriser og lavt kraftforbruk i Norden og Nord-Europa. I ettertid viste knappheten i kraftmarkedet seg å bli større enn forutsett. NVE finner det på denne bakgrunn vanskelig å fremføre generell misnøye med innfasingen av oppgradering og lange vedlikeholdsperioder for kjernekraften.

2.8.3 Flaskehalshåndtering og bruk av flere priser for maksimal utnyttelse av eksisterende kapasitet og utjevning av priser

I avsnitt 4 ovenfor ble hver enkelt av høyprisperiodene vi har opplevd siste vinter drøftet. Et av funnene i drøftingen er at det i timene med høyest pris i Midt-og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland var kraftig redusert overføringskapasitet fra Sør-Norge til Sverige. Det vil si at overføringskapasiteten fra lav- til høyprisområdet var begrenset. Flaskehalsen som fysisk sett befinner seg vest for Oslo (Flesaker-snittet), ble av hensyn til forsyningssikkerheten flyttet til svenskegrensen før den nye prisområdeinndelingen NO1/NO2. Dette medførte at forbrukerne øst for Flesaker-snittet fikk nyte godt av lave døgnmarkedspriser selv om deres forbruk belastet den kritiske flaskehalsen i like stor grad som eventuell eksport til Sverige.

Det er usikkert om og hvor mye forbruket øst for Flesaker-snittet ville gå ned dersom "svensk" døgnmarkedspris slo inn i dette området. Likevel er det grunn til å se nærmere på om flere prisområder og bedre organisering av kapasitetsfastsettelsen kan bidra til å redusere de svært høye prisene som ble realisert siste vinter. Dette må også sees i sammenheng med områdeinndelingen som skal skje i Sverige.

Generelt er det en kjensgjerning at det geografiske produksjons- og forbruksmønsteret i nettet påvirker nettets evne til å frakte kraft mellom regioner. En god utnyttelse av det samlede overføringsnettet fordrer derfor innenfor et markedssystem at produksjon og forbruk får detaljerte prissignaler, ikke bare fra time til time men også avhengig av lokalisering i nettet. NVE vil se nærmere om bedre organisering av kapasitetsfastsettelse og prisområdeinndeling kan føre til en bedre utnyttelse av det eksisterende kraftsystemet.

2.8.4 Krav til forsyningssikkerhet og vurdering av fremtidige nettinvesteringer

Vinterens erfaringer understreker at Norge fortsatt kan ha effektutfordringer i kraftsystemet. Dette er blant annet fordi begrensninger i overføringsnettet medfører at vi ikke kan benytte oss av den fleksibiliteten som produksjonssystemet gir i alle områder. Det vil derfor kunne oppstå områdevise ufordringer knyttet til energi- og effekt i påvente av realisering av nye nettinvesteringer.

Forbruk med utkoblbar tariff ble i perioder med spesielt høy last koblet ut og dette var viktige bidrag for å sikre driften av systemet. Alternativet ville i vinter vært redusert driftssikkerhet med flyt i kritiske snitt over det som normalt kan tillates. Erfaringene fra i vinter viser at det er behov for å sikre at systemansvarlig har slike virkemidler som kan benyttes i spesielle driftsituasjoner.

Etter Statnetts vurdering ble energiopsjoner (ENOP) i fjor høst ikke ansett å være relevante for vinterens situasjon. Situasjonen snudde raskt, og Statnett var på banen for å sikre ENOP på nyåret. I sin evalueringsrapport for 2009/2010 viser Statnett til at ENOP har en betydning for både energi- og effektproblemer i systemet. Vinterens driftserfaringer demonstrerte også betydningen av utkoblbart forbruk for å ivareta driftsikkerheten. Samtidig kan de utkoblbare kjelene og energiopsjonene ikke likestilles da ENOP kun kan innløses etter vedtak fra NVE i energisituasjoner, mens kjelene kan brukes i driftssituasjoner for å sikre balanse i systemet.

På kort sikt er det viktig at det sikres en optimal utnyttelse av eksisterende system med økt fokus på fleksibilitet på forbrukssiden både gjennom bruk av kraftmarkedet, men også fleksibilitet som kan utnyttes direkte av systemansvarlig for å ivareta driftsikkerheten. På lengre sikt vil nye nettinvesteringer gi kraftsystemet tilstrekkelig fleksibilitet til å sikre et effektivt kraftmarked sammen med forsyningssikkerhet og optimal utnyttelse av produksjonsressursenes effektegenskaper i ulike deler av systemet.

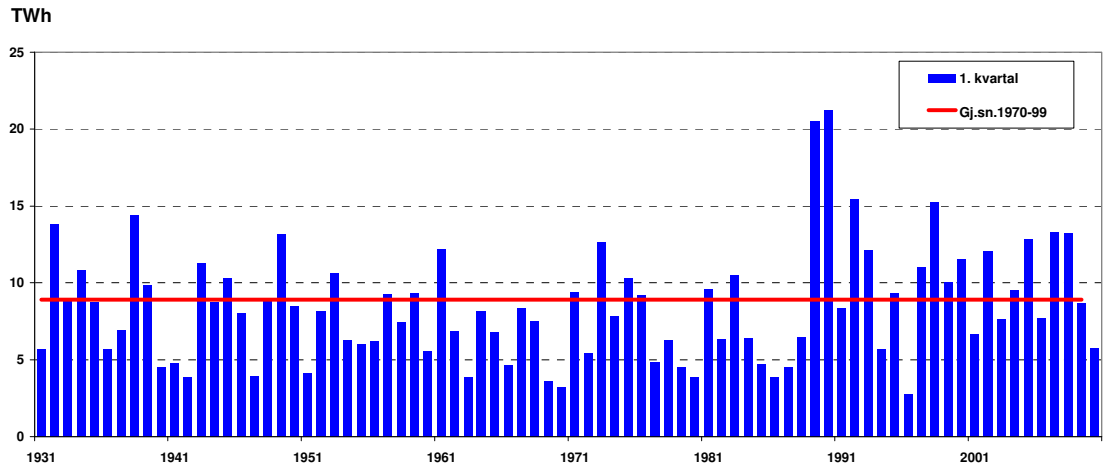
Det norske kraftsystemet har en høy grad av utnyttelse. Gjennom økt bruk av mekanismer som systemvern og utkoblbart forbruk, har det vært mulig å øke overføringen i systemet til tross for få nye anlegg i systemet og større overføring. Dette har også gitt en samfunnsøkonomisk gevinst i form av utsettelse av investeringer. Men stadig nye områder som driftes med N-0 samt utfordringer for å drifte etter Statnetts mulighetsrom truer forsyningssikkerheten i systemet. Vindu for revisjoner reduseres grunnet høy utnyttelse av nettet også i sommerhalvåret grunnet uregulert vannkraft. Revisjoner og mulighet for utkobling ved bygging av nye nettanlegg er essensielt for å fornye kraftsystemet.

Det er derfor behov for en større vurdering av hvilke nivå som er samfunnsmessig rasjonelt for forsyningssikkerheten i kraftsystemet. Dette gjelder både for vurderinger som foretas av systemansvarlig i driftsituasjonen, men også hvilke kriterier som skal legges til grunn ved planlegging av en samfunnsmessig rasjonell infrastruktur på sikt. Mye kan forbedres gjennom økt forbrukerfleksibilitet og et mer effektivt kraftmarked, men utikling av infrastrukturen og tiltak som kan benyttes for å opprettholde systemdriften er en forutsetning for å få dette til.

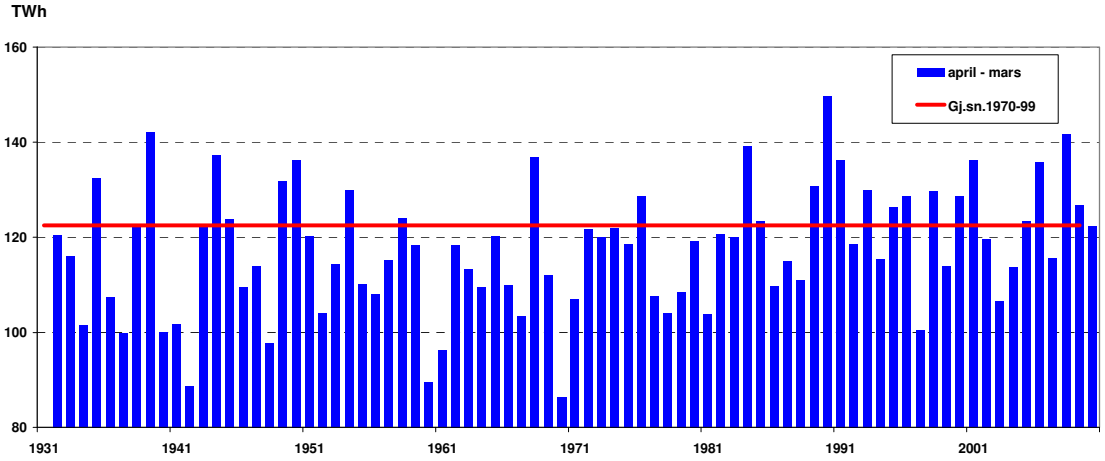
NVE vil i løpet av 2010 utarbeide en rapport om forsyningssikkerhet i kraftsystemet. Rapporten skal vurdere kriterier for prioritering av sikker drift og forutsetninger for langsiktig planlegging av samfunnsmessig rasjonelle nettinvesteringer.

3 Vedlegg

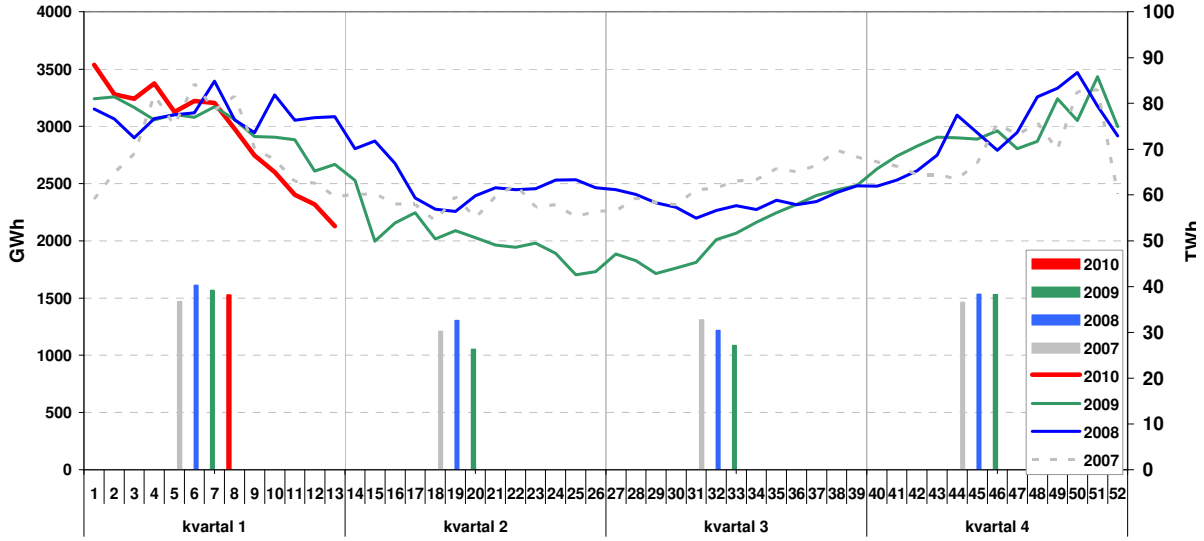
Figur 3.1 Nyttbart tilsig for 1. kvartal 1931 - 2009. Kilde: NVE og Nord Pool.



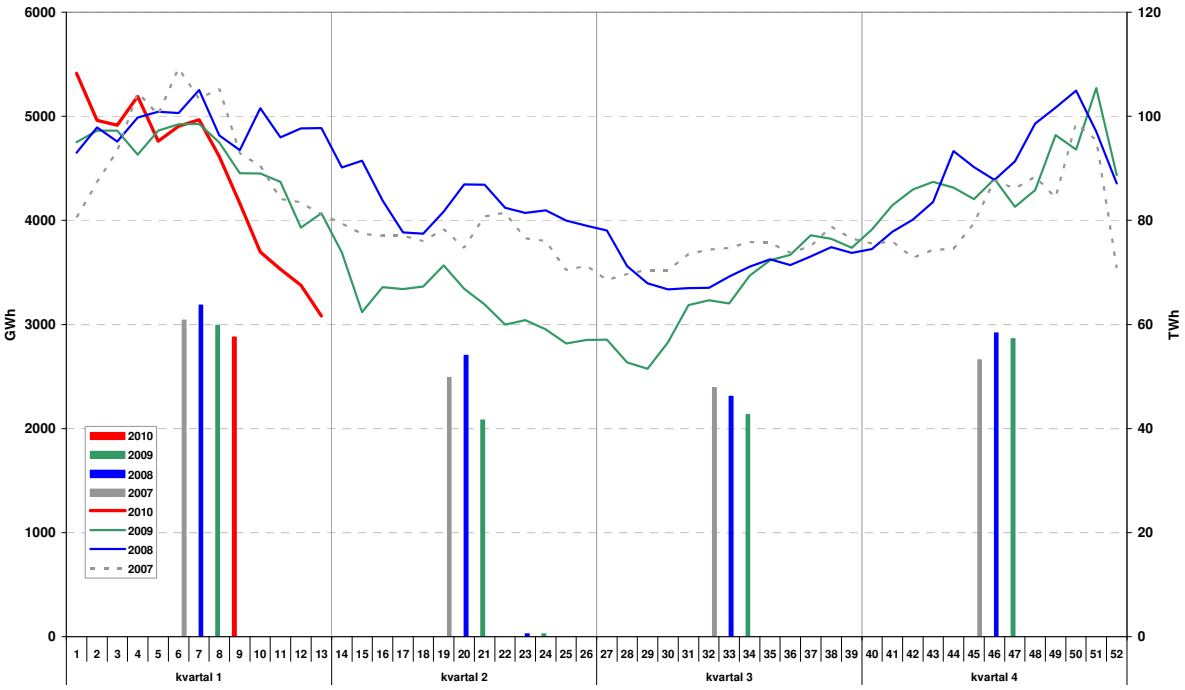
Figur 3.2 Årlig nyttbart tilsig, 1931-2009. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool Spot



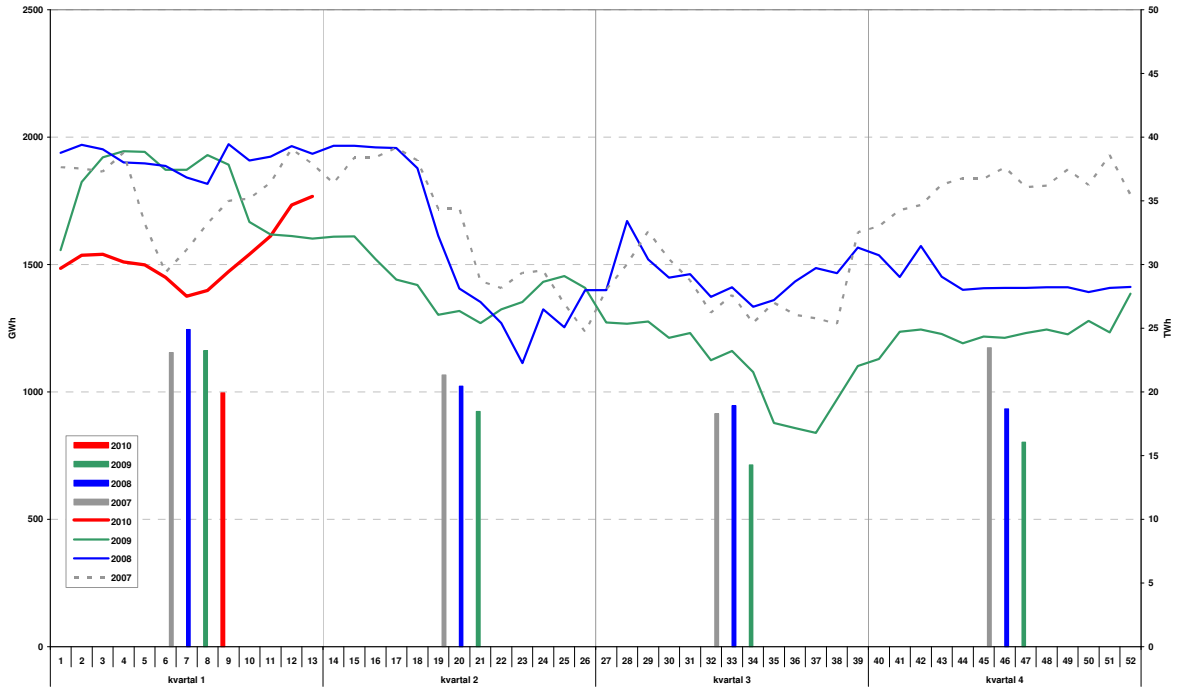
Figur 3.3 Norsk kraftproduksjon, 2007 – 2010, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



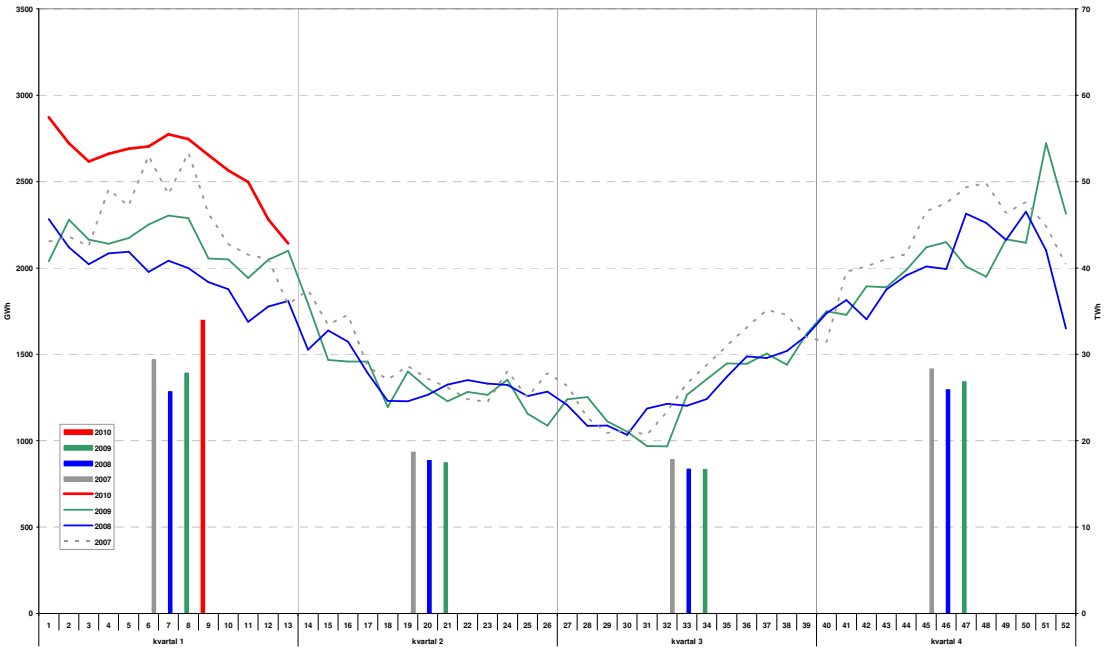
Figur 3.4 Nordisk vannkraftproduksjon, 2007 – 2010, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



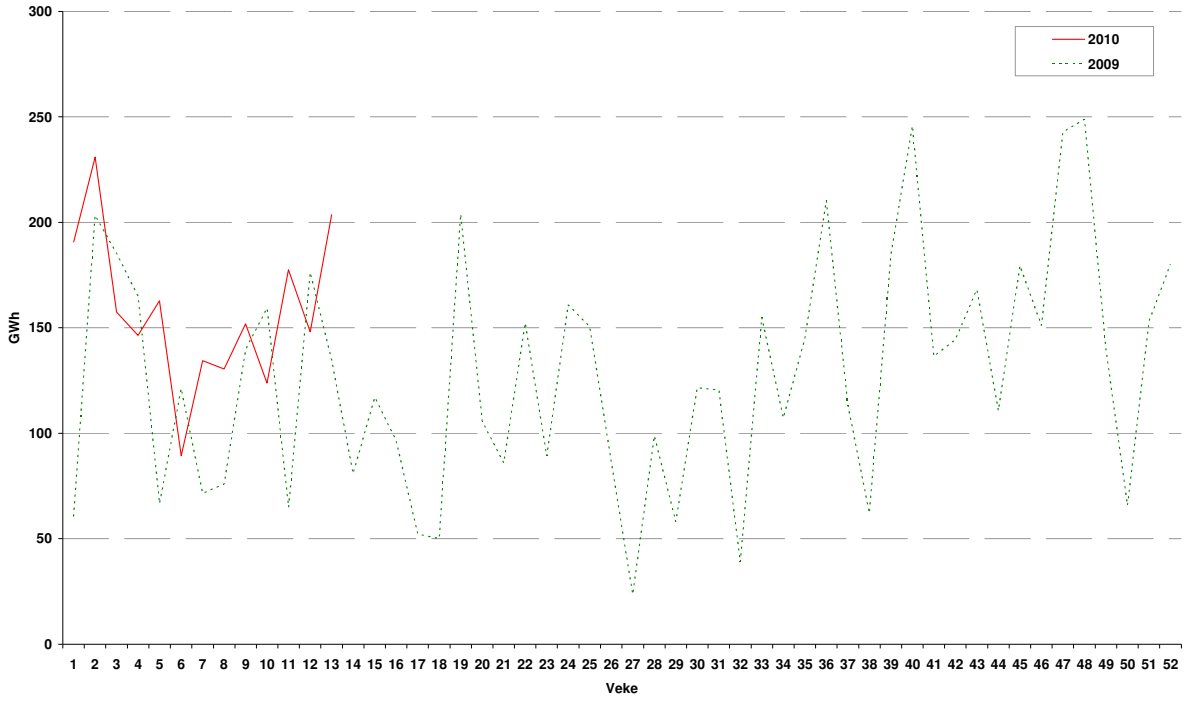
Figur 3.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2007 – 2010, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



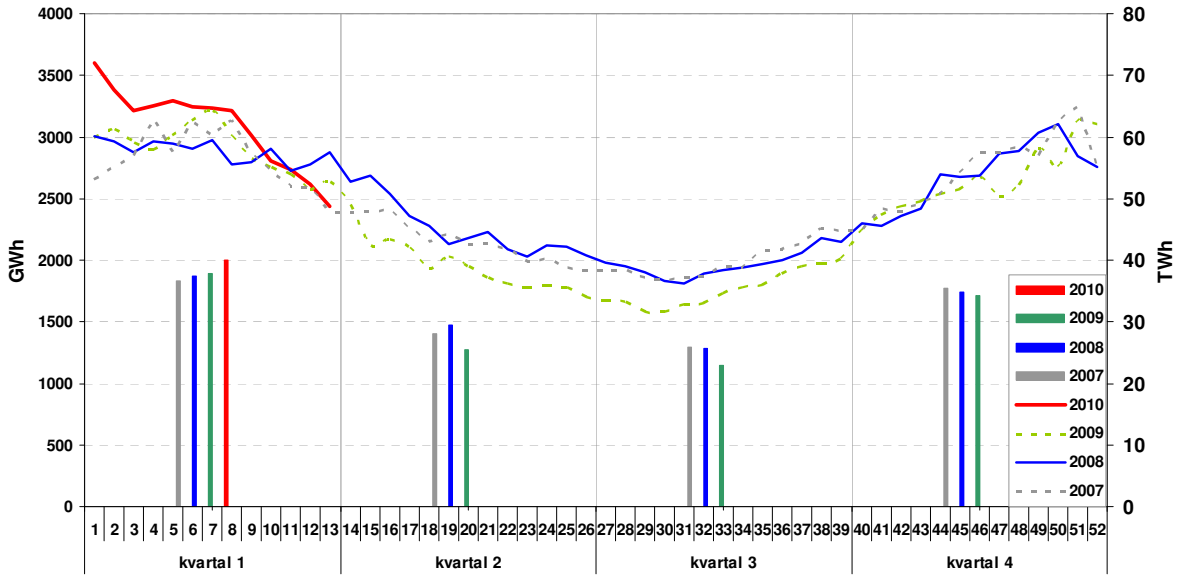
Figur 3.6 Øvrig nordisk kraftproduksjon, 2007 – 2010, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



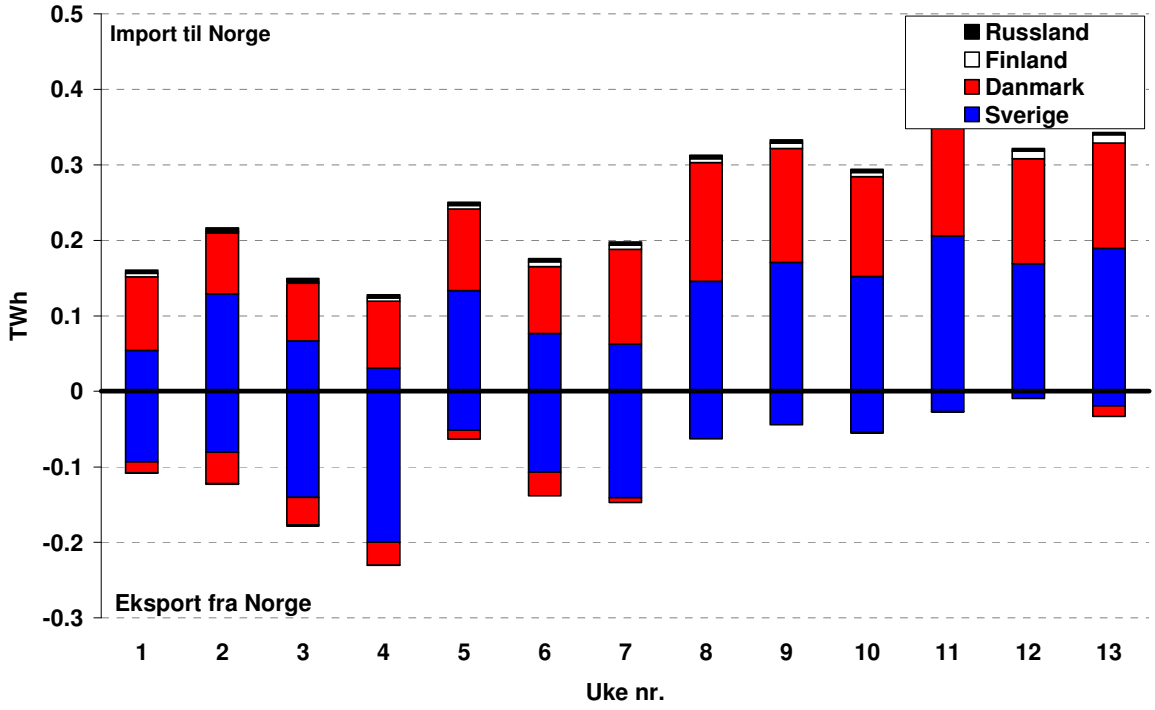
Figur 3.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2009 - 2010 GWh/uke. Kilde: Energinet.dk



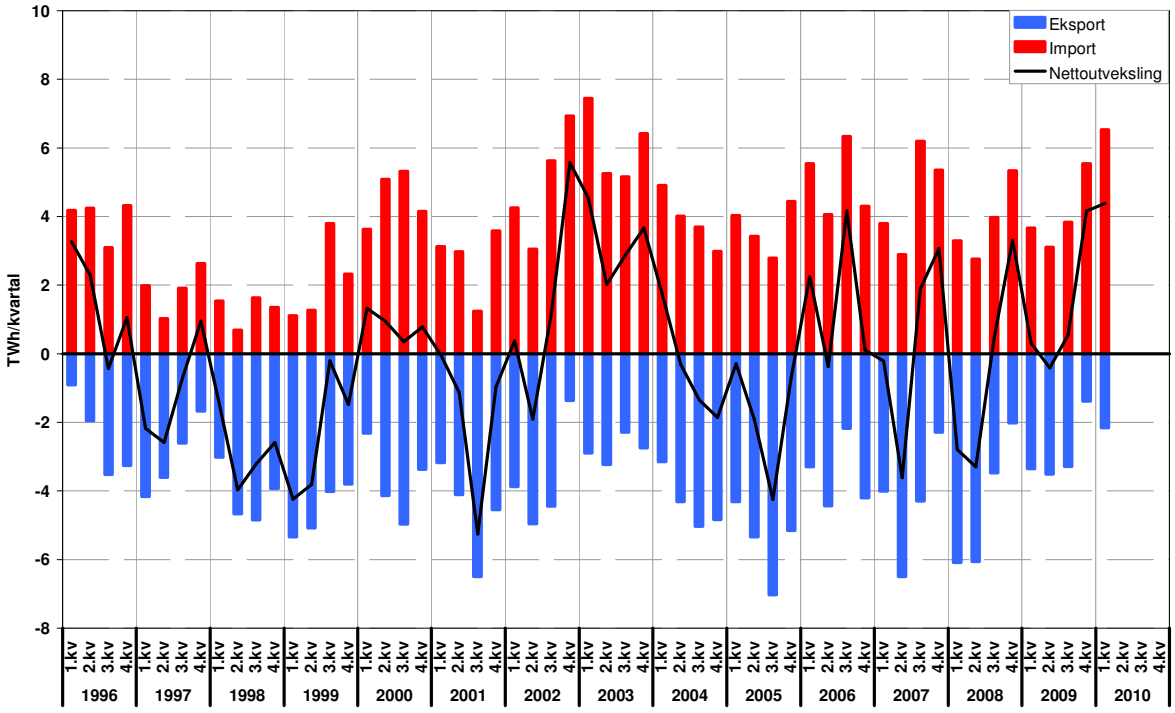
Figur 3.8 Norsk forbruk, 2007 – 2010, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



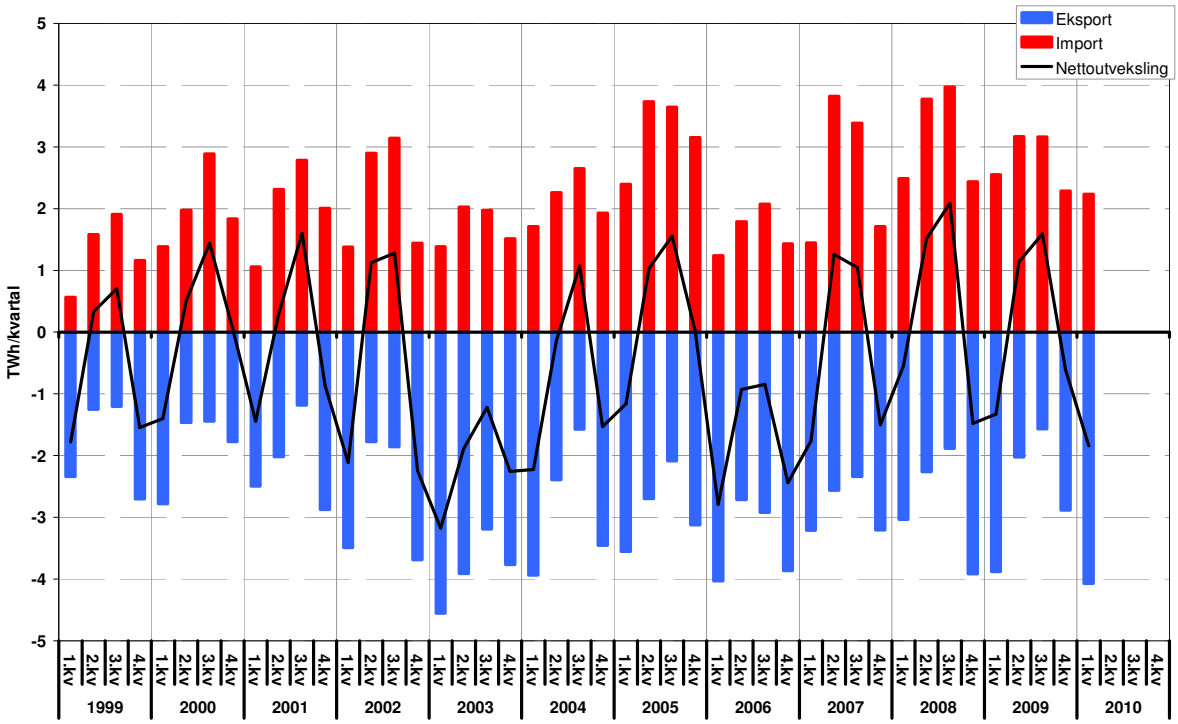
Figur 3.9 Norsk utveksling av kraft i fjerde kvartal. TWh. Kilde: Nord Pool



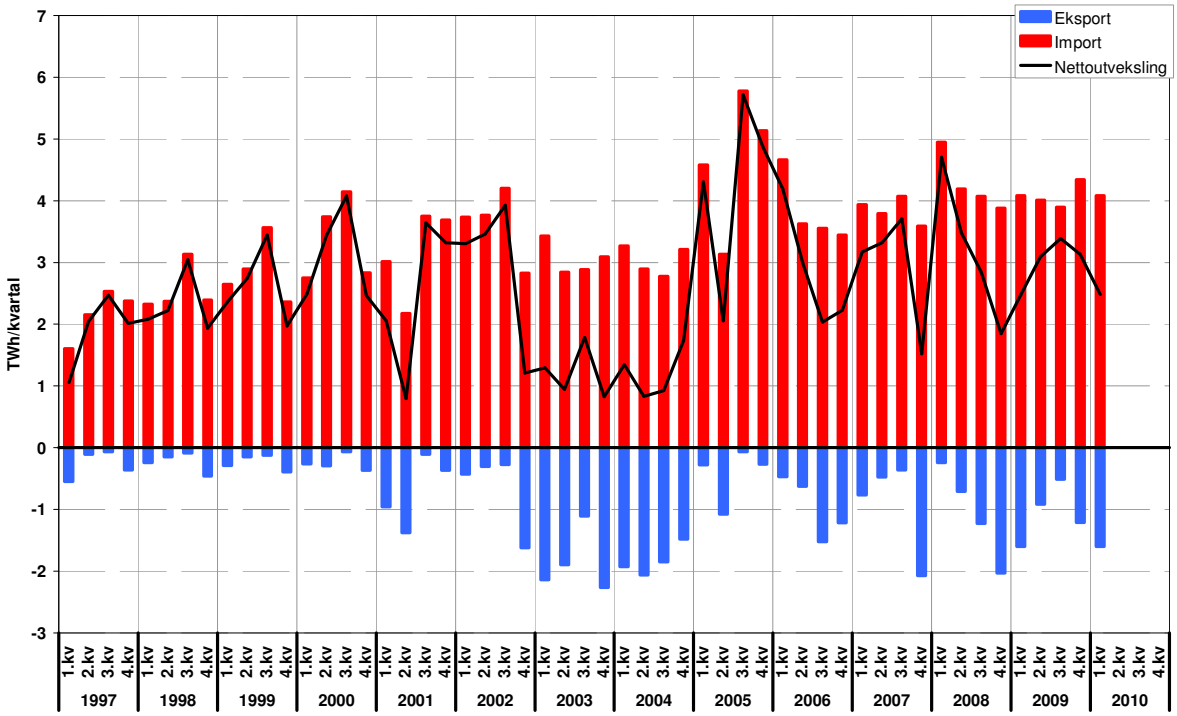
Figur 3.10 Import/eksport Sverige, 1995 - 2009. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.11 Import/eksport Danmark, 1999 – 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.12 Import/eksport Finland, 1997 – 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



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

Utgitt i Rapportserien i 2010

Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 4. kvartal 2009

Nr. 2 Tilgangen til fornybar energi i Norge - et innspill til Klimakur 2020 (30 s.)

Nr. 3 Klimagassutslipp fra fjernvarme: Tiltak og virkemidler- et innspill til Klimakur 2020 (30 s.)

Nr. 4 Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger - et innspill til Klimakur 2020 (120 s.)

Nr. 5 Årsrapport for tilsyn 2009 (30 s.)

Nr. 6 Klimautfordringer i kraftsektoren frem mot 2100. Sammendragsrapport (13 s.)

Nr. 7 Thomas Skaugen (red.) Norges hydrologiske stasjonsnett –analyse og strategi (56 s.)

Nr. 8 Kulturminner i vassdrag. Flom- og erosjonssikring, kanaler og miljøtiltak (96 s.)

Nr. 9 Jørn Opdahl, Hervé Colleuille: Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2009 (39 s.)

Nr. 10 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 1. kvartal 2010

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

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