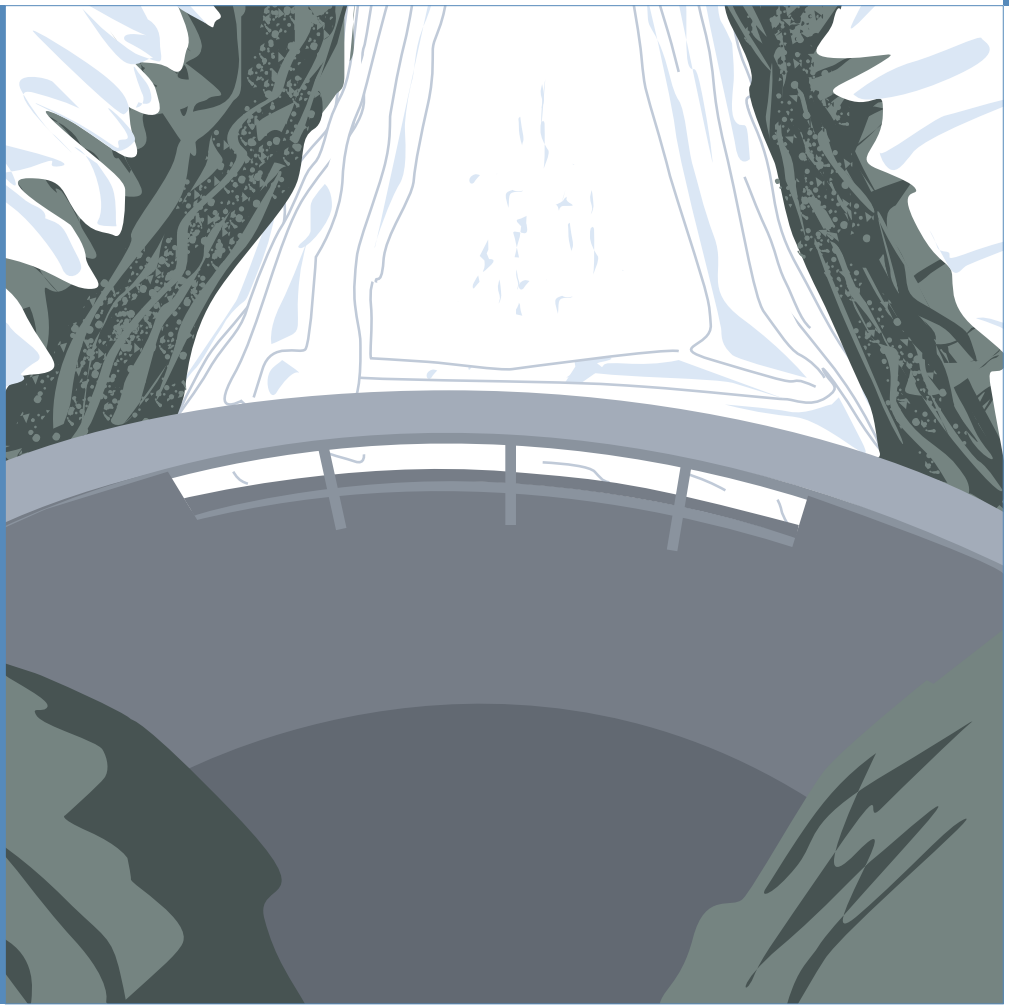
NVE

Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011

11
2011



RAPPORT

Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011

Rapport nr 11

Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Finn Erik Ljåstad Pettersen

Forfattere: Sigbjørn Nome, Stian Henriksen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Kjerstin Dahl Viggen og Vegard Willumsen

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag:

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0752-1

Sammendrag: Ved inngangen til vinteren var magasinfyllingen rekordlav. Svært kaldt vær før årsskiftet bidro til ytterligere nedtapping. Mildt vær og tidlig snøsmelting førte til en rask økning i fyllingsgraden i begynnelsen av april. I snitt var de norske kraftprisene høyere sist vinter sammenlignet med vinteren før. Høye priser er nødvendig for å få høy norsk import og holde forbruket nede, og dermed spare på vannet i magasinene. Begrensninger i overføringskapasiteten mellom markedsområder fikk betydning for priser og kraftflyt sist vinter. I natte- og helgetimer bidro nettproblemer i Sør-Sverige til redusert overføringskapasitet mot Sør-Norge. Dette dempet den norske importen, og norske vannkraftprodusenter tappet mer av magasinvannet sitt enn de ellers ville gjort. Dette understreker behovet for å fortsette NVEs arbeid med å undersøke mulighetene for en bedre utnyttelse av overføringskapasitetene i nettet. Det var flere hendelser som hadde betydning for driften av kraftsystemet og forsyningssikkerheten sist vinter. Feilhendelser medførte avbrudd for mange nettkunder, i tillegg til betydelig risiko for enda mer omfattende mørkelegging av store områder om enda en feil skulle oppstå.

Emneord: Kraftsituasjonen, magasinfylling, kraftnettet

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

Juli 2011

Forord

Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011 var preget av rekordlav fyllingsgrad i vannmagasinene. NVE ved Energiavdelingen har på denne bakgrunn utarbeidet en rapport i to deler. Del 1 gir en beskrivelse av hvordan kraftmarkedet utviklet seg gjennom vinteren. Del 2 gir en redegjørelse av hvordan NVE vurderte kraftsituasjonen ved ulike tidspunkt sist vinter basert på modellprognoser og modellberegninger.

Redaksjonen har bestått av følgende medarbeidere fra Energiavdelingen: Sigbjørn Nome, Stian Henriksen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Øivind Willumsen og Vegard Willumsen. Finn Erik Ljåstad Pettersen har ledet arbeidet.

Oslo, 5. juli 2011

Arthur Gjengstø
fungerende avdelingsdirektør

Sammendrag

Den kalde og tørre vinteren i 2009/2010 kombinert med lav svensk kjernekraftproduksjon førte til sterk nedtapping av magasinene. Selv om vi hadde høyere priser og mer import enn normalt gjennom sommeren 2010, hindret ikke det at vi gikk inn i vinteren med rekordlav magasinfylling. Svært kaldt vær før årsskiftet 2010/2011 bidro til ytterligere nedtapping av magasinene. Frem til uke 15 i år var magasinfyllingen lavere enn minimumsnivået som er observert tidligere. Mildt vær og tidlig snøsmelting førte til en rask økning i fyllingsgraden i begynnelsen av april.

Den lave fyllingsgraden gjenspeilte seg også i kraftprisene. I snitt var de norske kraftprisene høyere sist vinter sammenlignet med vinteren før, selv om vi ikke så de samme pristoppene i enkelttimer som vi observerte ved flere anledninger vinteren 2009/2010. Høye priser er nødvendig for å få høy norsk import og holde forbruket nede, og dermed spare på vannet i magasinene.

Begrensninger i overføringskapasiteten mellom markedsområder fikk betydning for priser og kraftflyt sist vinter. I natte- og helgetimer bidro nettproblemer i Sør-Sverige til redusert overføringskapasitet mot Sør-Norge. Dette dempet den norske importen, og norske vannkraftprodusenter tappet mer av magasinvannet sitt enn de ellers ville gjort. Dette understreker behovet for å fortsette NVEs arbeid med å undersøke mulighetene for en bedre utnyttelse av overføringskapasitetene i nettet.

Det var flere hendelser som hadde betydning for driften av kraftsystemet og forsyningssikkerheten sist vinter. Flere feilhendelser medførte avbrudd for mange nettkunder, i tillegg til betydelig risiko for enda mer omfattende mørkelegging av store områder om enda en feil skulle oppstå. Store regioner ble driftet på N-0 som følge av langvarige feil, og det intakte nettet ble driftet opp mot kapasitetsbegrensingene for å redusere avbrudd.

NVE benytter i hovedsak Samkjøringsmodellen til å gjøre prognoser om kraftsituasjonen fremover. Prognoser utført tidlig høst 2010 ga et noe mer positivt bilde for vinteren 2010/2011 enn det som faktisk ble realisert. Dette har sammenheng med kuldeperioden i november og desember. Prognosene utført på slutten av 2010 og i første kvartal 2011 traff forholdsvis godt på de magasinfyllingene som ble realisert vinter og tidlig vår 2011. Det så ut til at Norge kom til å få den laveste magasinfyllingen som noen gang er målt før snøsmelting. Men vårkulminasjonen kom en måned før normalt, og fyllingsgraden ble ikke så lav som først antatt.

Prognosene fra Samkjøringsmodellen ble sist vinter supplert med beregninger basert på en regnearkmodell med timeoppløsning. Hensikten var å få en indikasjon på hvor god ressurssituasjonen fremover var gitt et relativt ekstremt scenario med hensyn til høyt forbruk og lavt tilsig og en rimelig modellering av utvekslingsmulighetene time for time. Beregningen for uke 12-19 var den første beregningen hvor det ikke var mulig å oppnå en tilfredsstillende løsning i modellen, gitt det ekstreme værscenariet. Det er likevel viktig å være klar over at en slik situasjon ville medført et gjennomgående høyere prisnivå som kunne hatt dempende effekt på forbruket. Slike prisvirkninger ble ikke hensyntatt i modellen.

Innhold

Innledning **6**

DEL I: Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011 ..... **7**

1 Utgangspunktet for vinteren **7**

2 Kraftsituasjonen **9**

2.1 Værforholdene 9
2.2 Forbruksutviklingen i Norge og Norden 12
2.3 Produksjonsutviklingen i Norge og Norden 15
2.4 Kraftutveksling og nettkapasitet 19
2.5 Prisutviklingen i engrosmarkedet 24
2.6 Prisutviklingen i sluttbrukermarkedet 26
2.6.1 Prisutviklingen gjennom vinteren 2010/2011 27
2.6.2 Valg av type kraftkontrakt 29

3 Utviklingen i magasinene **32**

3.1 Fordelingen på områder 34
3.2 Ulike typer magasiner 36
3.3 Ulike høydemeter 38

4 Driftsforhold og forsyningssikkerhet **41**

4.1 Større feilhendelser i kraftsystemet 43
4.2 Hasle transformatorstasjon 45
4.3 Frogner transformatorstasjon 45
4.4 Ofoten - Kvandal 46

DEL II: NVEs prognosearbeid **48**

5 Prognosearbeid med Samkjøringsmodellen i NVE **48**

5.1 Modellapparat – Samkjøringsmodellen 48
5.2 Prognoser med Samkjøringsmodellen - høst/vinter - 2010/2011 49
5.2.1 Øst-Norge (NO1) 51
5.2.2 Sør-Norge (NO2) 52
5.2.3 Midt-Norge (NO3) 53
5.2.4 Nord-Norge (NO4) 54
5.2.5 Vest-Norge (NO5) 55
5.2.6 Prognoserte priser (NO1) 56

6 Beregninger med timemodell **57**

6.1 Forutsetninger 58
6.1.1 Forbruk 58
6.1.2 Tilsig 58
6.1.3 Termisk- og vindkraftproduksjon 58
6.1.4 Metode for beregninger 59
6.2 Beregninger sist vinter 59

7 Videre arbeid **60**

8 Vedlegg **61**

Innledning

Kaldt og tørt vær, lite snø og lav svensk kjernekraftproduksjon gjennom vinteren 2009/2010 bidro til at vi hadde en svak ressurssituasjon i det norske vannkraftsystemet ved inngangen til sist vinter. Svært kaldt vær før nyttår bidro til ytterligere nedtapping av magasinene. Frem til uke 15 i år var magasinfyllingen lavere enn minimumsnivået som er observert tidligere. Mildt vær og tidlig snøsmelting førte til en rask økning i fyllingsgraden i begynnelsen av april.

Den lave fyllingsgraden gjenspeilte seg også i kraftprisene. I snitt var de norske kraftprisene høyere sist vinter sammenlignet med vinteren før, selv om vi ikke så de samme pristoppene i enkelttimer som vi observerte ved flere anledninger vinteren 2009/2010. Høye priser er nødvendig for å få høy norsk import og holde forbruket nede, og dermed spare på vannet i magasinene.

NVE følger kraftsituasjonen spesielt nøye når situasjonen er slik som den har vært de to siste vintrene. Vi benytter i hovedsak Samkjøringsmodellen til å gjøre prognoser om kraftsituasjonen fremover på regionalt nivå og elspotområdenivå. Sist vinter ble disse prognosene supplert med beregninger basert på en regnearkmodell med timeoppløsning. Hensikten var å få en indikasjon på hvor god ressurssituasjonen fremover var gitt et relativt ekstremt scenario med hensyn til høyt forbruk og lavt tilsig og en rimelig modellering av utvekslingsmulighetene time for time. Det er gjort rede for disse prognosene og beregningene i del II av rapporten.

I del I gir vi en beskrivelse av kraftsituasjonen slik den faktisk var sist vinter. Kapittel 1 tar for seg markedets utgangspunkt foran sist vinter. Kapittel 2 tar for seg værforhold, kraftforbruk, -produksjon og -utveksling samt prisutviklingen i engros- og sluttbrukermarkedet. Kapittel 3 gir en relativt detaljert beskrivelse av utviklingen i magasinene sist vinter. Det var flere hendelser som hadde betydning for driften av kraftsystemet og forsyningssikkerheten sist vinter. Dette redegjøres for i kapittel 4.

DEL I: Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011

1 Utgangspunktet for vinteren

Vinteren 2009/2010 var en kald og tørr vinter, samtidig som det var lav svensk kjernekraftproduksjon som følge av større vedlikeholdsarbeid og utsettelser. Magasinfyllingen i Norge var lavest ved utgangen av uke 16, der fyllingen var nede i 22,8 prosent. Det var 5,5 prosentpoeng over minimumsverdien fra 1994, og 11,9 prosentpoeng under medianverdien for uka. Vi gikk dermed inn i våren og sommeren med rundt 10 TWh lavere fylling i norske magasiner enn normalt. De norske snømagasinene kulminerte på rundt 70 prosent av median snøkulminasjon. Samlet var det hydrologiske underskuddet i Norge på rundt 30 TWh ved inngangen til våren. Da er det hydrologiske underskuddet definert som energimengden lagret i vann- og snømagasin, samt mark- og grunnvann.

De svenske magasinene lå også under normalverdien for uka. Samlet for de nordiske magasinene var det et underskudd på rundt 12 TWh. Inkluderes snømagasinene samt mark- og grunnvann, var det samlede hydrologiske underskuddet i Norden nesten 40 TWh.

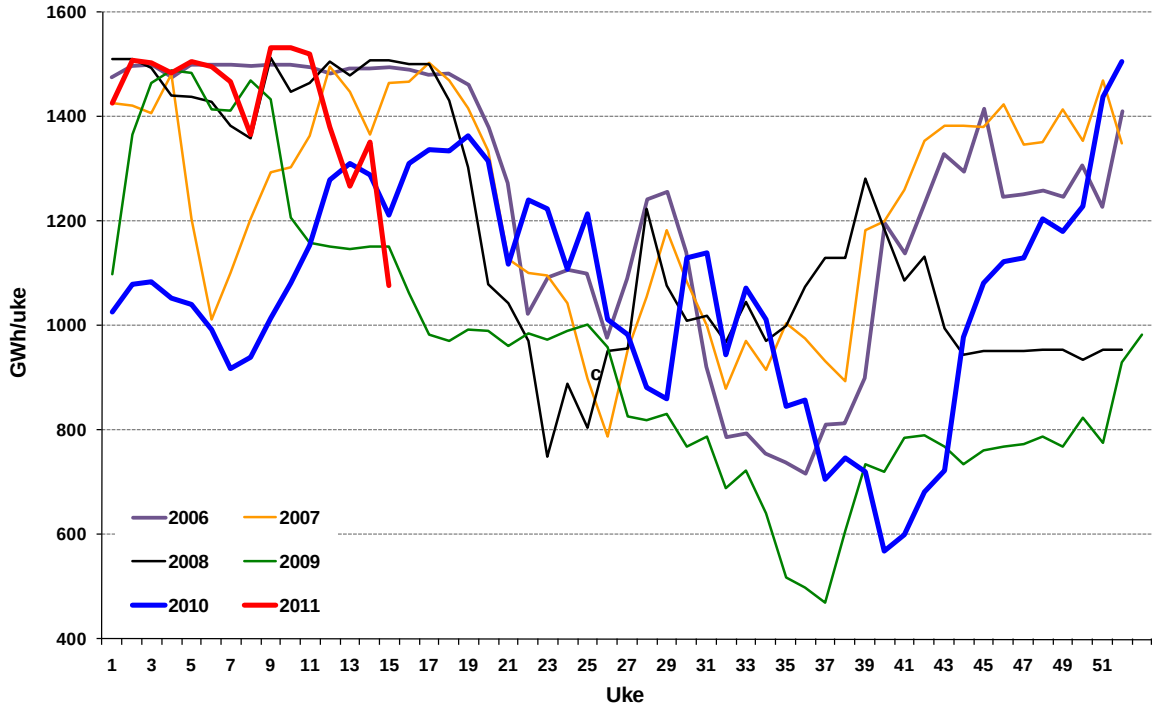
For ukene 17-43 i 2010 kom det 65,6 TWh nedbør i Norge, mot en normal på 58,5 TWh. Lite snø førte likevel til lavere tilsig enn normalt, spesielt i de høyereliggende strøk i sørlige deler av Norge. Totalt var tilsiget i denne perioden på 85,8 TWh, noe som er 12,6 TWh lavere enn normalt. Ved inngangen til november var derfor fyllingsgraden 18,4 prosentpoeng under medianverdien for uka. Det tilsvarer en fyllingsgrad på 68,7 prosent. Det samlede hydrologiske underskuddet for Norge var rundt 17 TWh.

I Sverige var magasinene 12,9 prosentpoeng lavere enn normalt. Samlet for Norden var det 18,6 TWh mindre vann i magasinene enn normalt. Inkluderes snø, mark- og grunnvann var det hydrologiske underskuddet på i overkant av 20 TWh.

Den svake ressurssituasjonen ved inngangen til våren bidro til høye priser gjennom sommeren og høsten samt sparing av vann, mindre flomtap og mer import enn normalt. I tillegg kom det noe mer nedbør enn normalt. Alt dette bidro til å redusere det hydrologiske underskuddet frem mot neste vinter når vi tar med snø, mark- og grunnvann i beregningen.

For ukene 17-43 i 2010 produserte de svenske kjernekraftverkene rundt 27 TWh. Det er i underkant av gjennomsnittet for de fire foregående årene, som ligger på 27,5 TWh. I starten av denne perioden lå produksjonen i det øvre sjiktet, mens produksjonen i slutten av perioden lå i det nedre sjiktet. Grunnen var at flere av kjernekraftverkene kom sent i drift vinteren 2009/2010 og dermed måtte produsere lengre enn normalt utover sommeren for å bruke opp brenslet. Ved inngangen til november var produksjonen ved de svenske kjernekraftverkene nede i rundt 50 prosent. Dette var rett i underkant av hva produksjonen befant seg på ved samme tidspunkt i 2009. I henhold til markedsmeldinger som lå inne på daværende tidspunkt skulle imidlertid kjernekraftproduksjon stige raskt, og nå 96 prosent av maksimal produksjonskapasitet innen årsskiftet.

Figur 1.1 Svensk kjernekraftproduksjon fra 2006 til 2010



Gjennomsnittlig spotpris i oktober var 396 kr/MWh for de tre sørligste elspotområdene i Norge, 415 kr/MWh i Midt-Norge og 409 kr/MWh Nord-Norge. Terminmarkedet ved inngangen til november tydet ikke på at prisene skulle stige betydelig i forhold til disse prisene. Terminprisen for førstekvartal 2011 hadde variert rundt 400 kr/MWh gjennom hele 2010, og 1. november lå prisen på første kvartalskontrakten på 404 kr/MWh. CfD-kontrakten for Oslo var ved samme tidspunkt for 0,8 kr/MWh, noe som tydet på at det ikke var ventet betydelig høyere priser i Sør-Norge enn den nordiske systemprisen.

Tabell 1.1 Kraftpriser og magasinfylling ved inngangen til vinteren

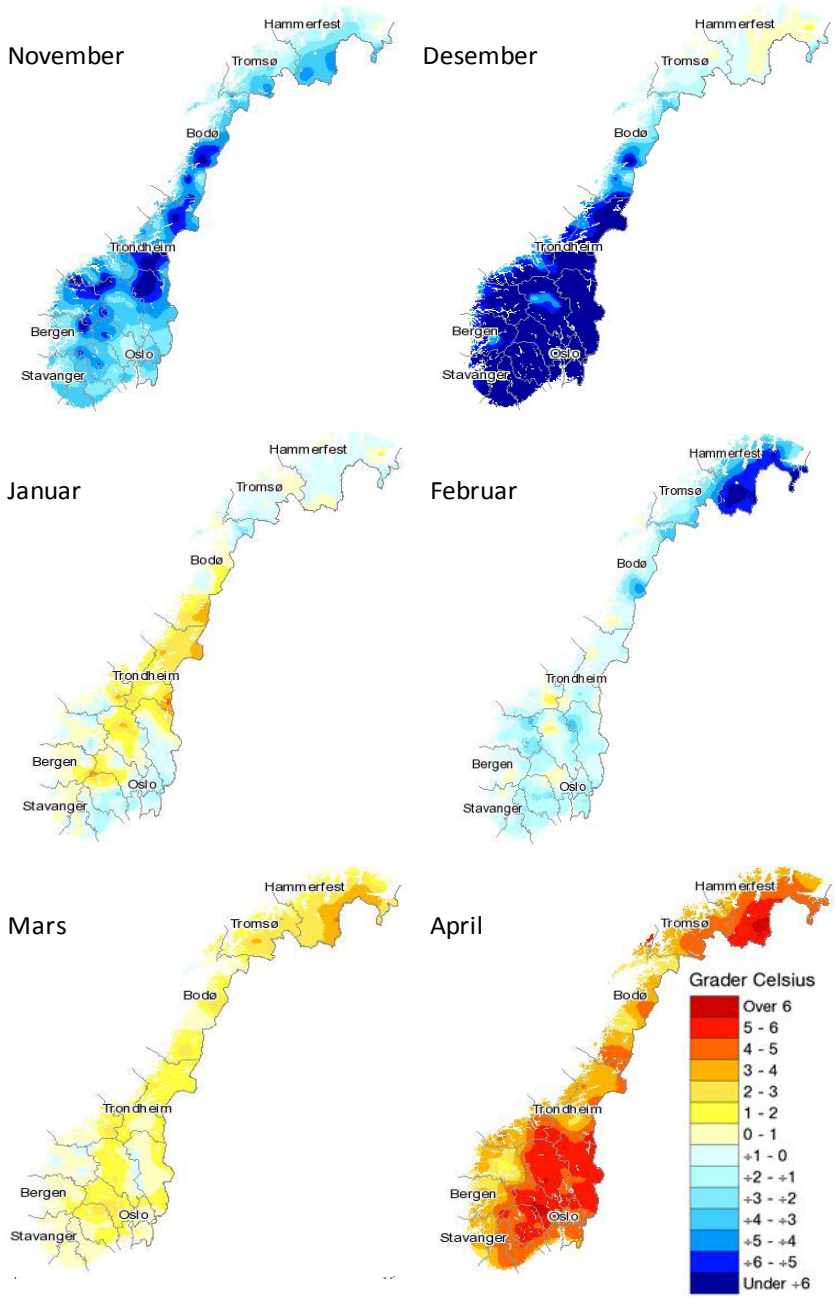
Situasjonen per 1. november 2010				
Kraftpriser (kr/MWh)		Magasinfyllingsgrad (prosent)		
Døgnmarkedspriser Nord Pool Spot			**Faktisk**	**Normal**
Øst-Norge (NO1)	395,93	Norge	68,7	87,1
Sørvest-Norge (NO2)	395,93	NO1	81,6	
Midt-Norge (NO3)	396,92	NO2	62,6	
Nord-Norge (NO4)	396,92	NO3	69,7	
Vest-Norge (NO5)	395,93	NO4	66,2	
Sverige	396,92	NO5	73,6	
Finland	396,21	Sverige	68,5	81,4
Jylland (DK1)	403,33	Finland	58,5	69,8
Sjælland (DK2)	403,89			
Finansielle kraftpriser Nord Pool:				
Terminpris 1 kvartal 2011	404			
Terminpris 2 kvartal 2011	355			

2 Kraftsituasjonen

2.1 Værforholdene

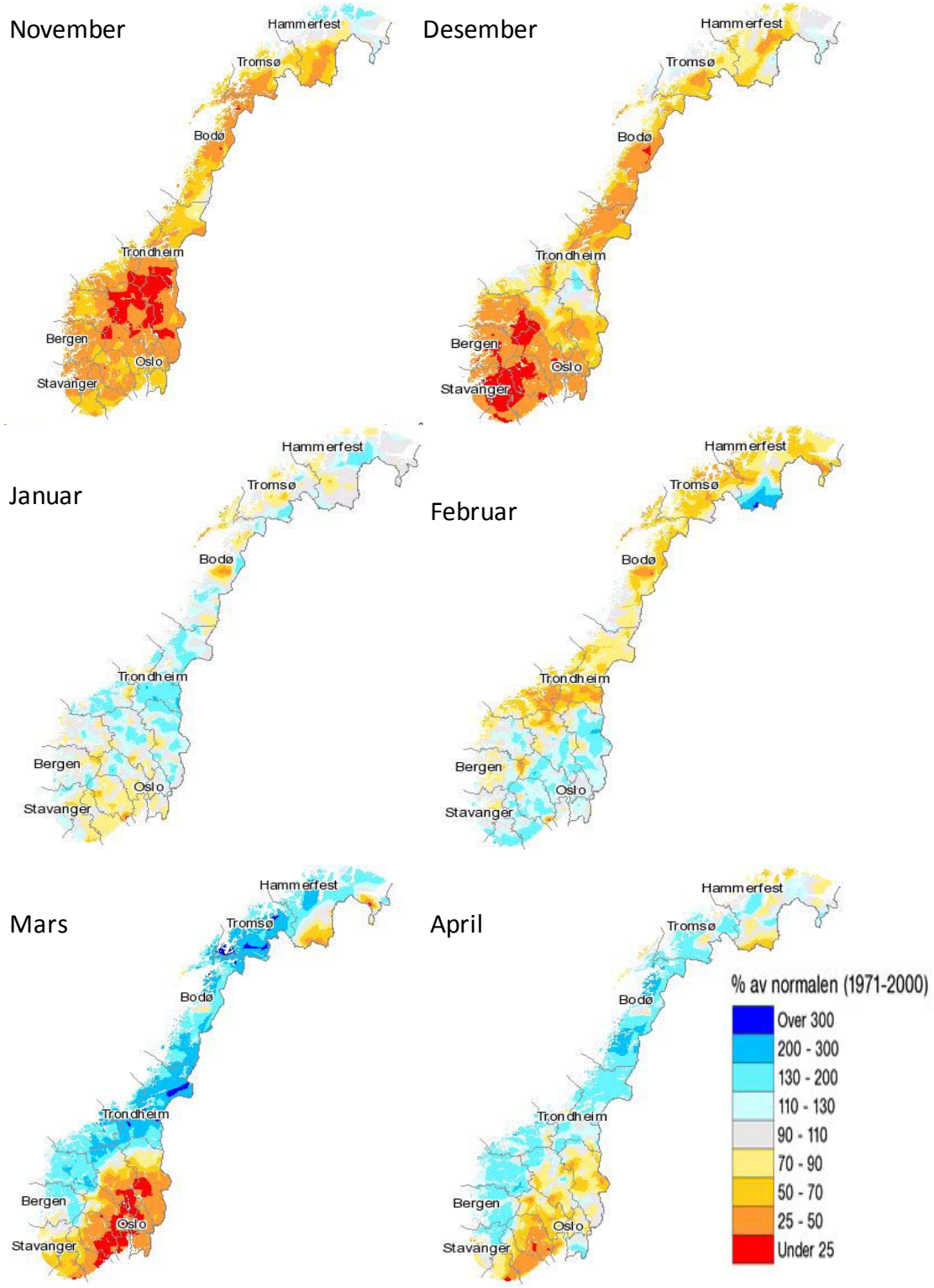
I motsetning til vinteren i fjor var det kaldeste været denne vinteren før årsskiftet i november og desember. Fra januar til april var det i hovedsak temperaturer over normalt. Sammen med mildere vær kom det også mye nedbør utover vinteren. I begynnelsen av april i år var det betydelig mer snø i snømagasinet sammenlignet med utgangen av fjorårets vinter. Mildværet førte til at snøsmeltingen startet tidligere enn normalt, og vi fikk en kraftig økning i tilsiget til norske kraftstasjoner i slutten av mars.

Figur 2.1 Temperaturer nov-2010 til apr-2011. Avvik fra normal (grader Celsius). Kilde: seNorge.no



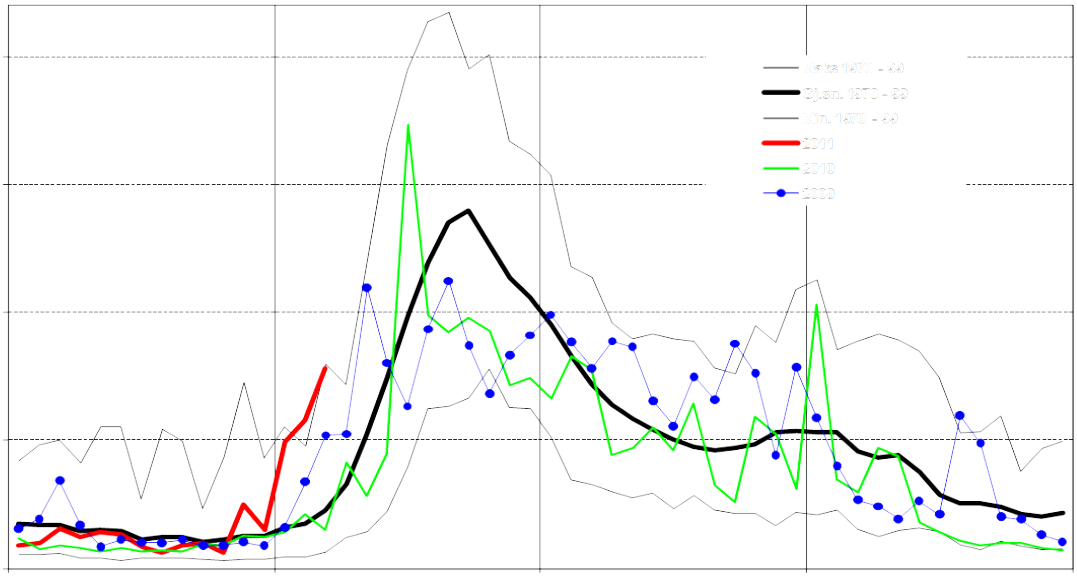
Figur 2.1 viser rekordlave temperaturer i november og desember med henholdsvis 3,9 og 4,7 grader under normalt. Det er den kaldeste november siden 1919 og den fjerde kaldeste desember siden 1900. Det var kaldest i Midt- og Sør-Norge. Etter nyttår var det mildere enn normalt med unntak av februar, da det var temperaturer under normalt i hele landet. Det kaldeste været var i Finnmark denne måneden.

Figur 2.2 Nedbør nov-2010 til apr-2011. Prosent av normalen. Kilde: seNorge.no



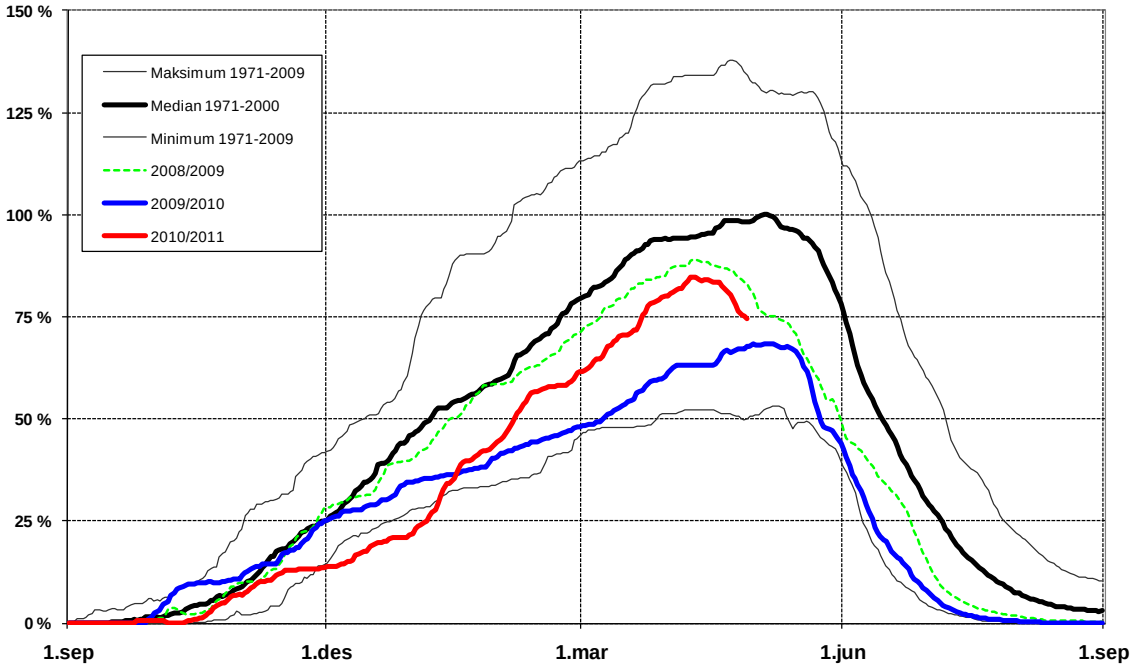
Kaldt vær i november og desember var ledsaget av tørt vær over hele landet. I månedene etter årsskiftet var det mer nedbør enn normalt for landet som helhet. Den våteste måneden var mars med 45 prosent mer nedbør enn normalt. Det er den tiende våteste mars siden 1900.

Figur 2.3 Nyttbart tilsig i 2009, 2010, GWh



Det var lavere tilsig enn normalt gjennom vinteren frem til slutten av mars da varmt vær satte i gang snøsmeltingen. Totalt kom det 3,4 TWh mindre tilsig enn normalt fra og med november til midten av april.

Figur 2.4 Snøens energiinnhold, prosent av normal kulminasjon

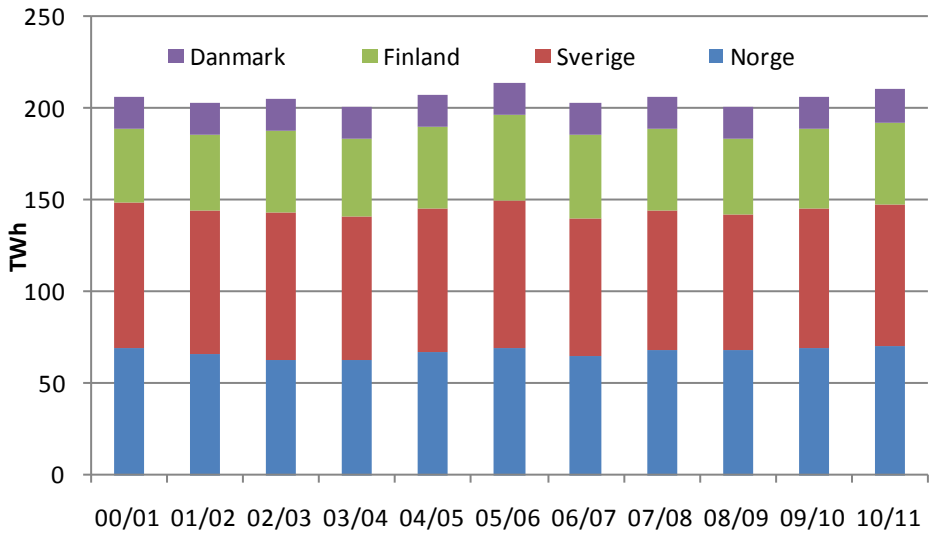


Ved årsskiftet var snømagasinet 50 prosent mindre enn normalt. Det er det laveste snømagasinet som er observert siden 1971. Mye nedbør førte til en betraktelig økning i snømagasinet utover vinteren. Snømagasinet var 90 prosent av det normale for årstiden når det kulminerte i første halvdel av april. Figur 2.4 viser snømagasinet målt i forhold til median kulminasjon de tre siste årene. I første halvdel av april var snømagasinet 85 prosent av normalt maksimum for året. I fjor kulminerte snømagasinet senere enn i år (slutten av april) og var da 65 prosent av normal kulminasjon.

2.2 Forbruksutviklingen i Norge og Norden

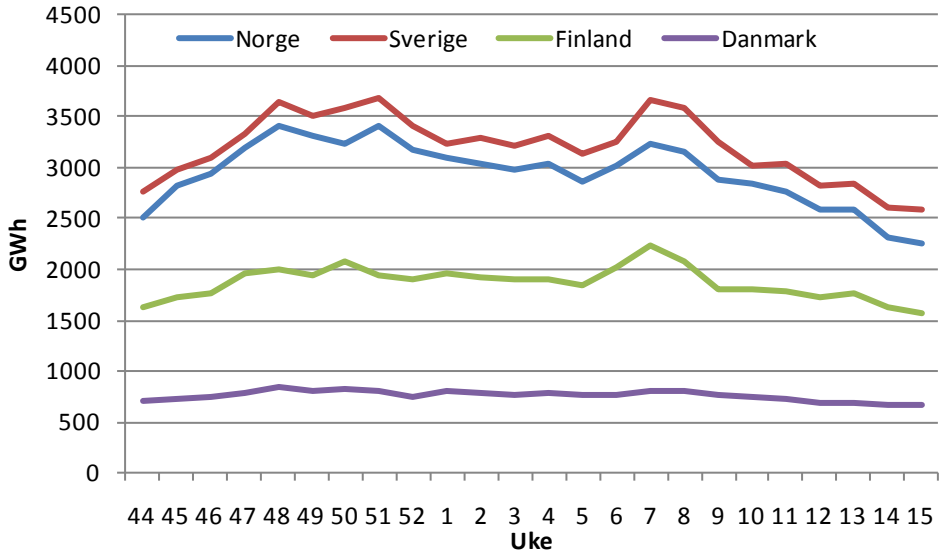
Det kalde været, hovedsakelig før jul, bidro til at det nordiske kraftforbruket fra og med uke 44 til og med uke 15 sist vinter var på sitt høyeste for denne perioden siden 2005/2006. Mens forbruket i Sverige og Finland sist vinter var henholdsvis 5,0 og 3,3 prosent lavere enn i 2005/2006, var det rekordhøyt i Norge – 2,3 prosent høyere enn i 2005/2006 og 1,7 prosent høyere enn i samme periode 2009/2010.

Figur 2.5 Forbruk i de nordiske landene f.o.m. uke 44 t.o.m. uke 15 (uke 53 er utelatt) for perioden 2000 til 2011, TWh. Kilde: Nord Pool Spot



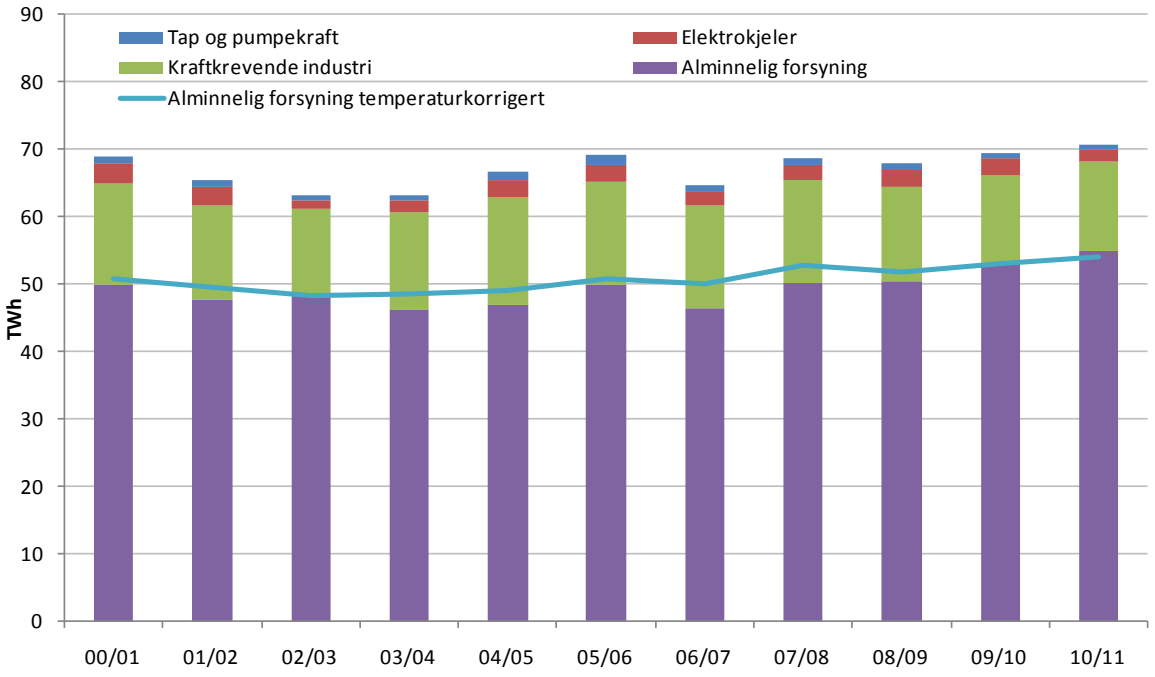
Figur 2.6 viser at forbruket i Norden sist vinter var høyest i siste halvdel av november og store deler av desember, som følge av vedvarende lave temperaturer. En kuldeperiode i Norden i februar gjenspeiles også i forbruket denne vinteren.

Figur 2.6 Utviklingen i forbruket i de nordiske landene f.o.m. uke 44 2010 t.o.m. uke 15 2011, TWh. Kilde: Nord Pool Spot



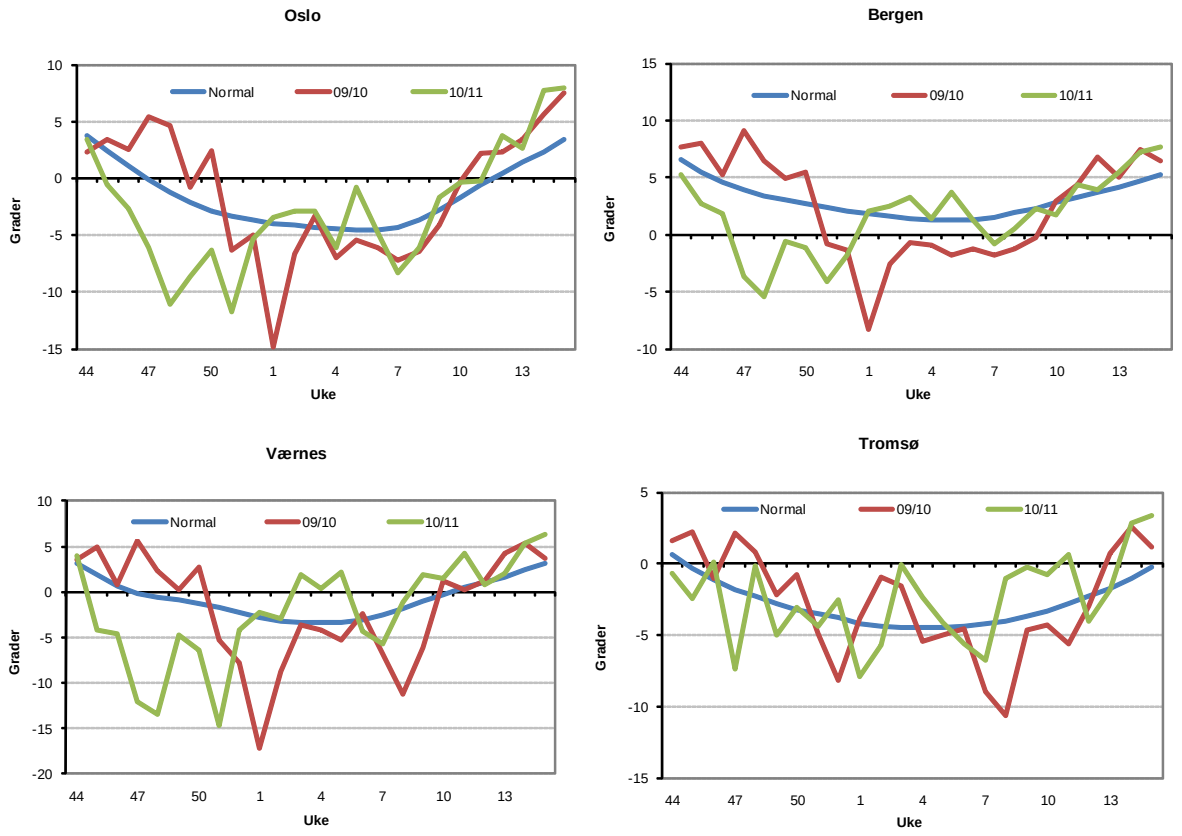
Sammenliknet med foregående vinter var det økt forbruk både i alminnelig forsyning og i kraftkrevende industri. Det temperaturkorrigerte forbruket økte også. Det har sammenheng med et høyere økonomisk aktivitetsnivå. Mens det samlede kraftforbruket i Norge i perioden uke 44 – uke 15 var 69,5 TWh i 2009/2010, økte det til 70,7 TWh i samme periode sist vinter.

Figur 2.7 Forbruk i Norge fordelt på ulike kategorier, f.o.m. uke 44 t.o.m. uke 15 (uke 53 er utelatt), TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 2.8 viser temperaturene i Oslo, Bergen, Værnes og Tromsø gjennom de to siste vintrene, i tillegg til en normalvinter. Vi ser tydelig at begynnelsen av vinteren var svært kald både når vi sammenligner med fjoråret og normaltemperaturer. Dette gjaldt spesielt for Midt-Norge og sørover. Vinteren 2009/2010 hadde noen veldig kalde uker rundt årsskiftet. Etter nyttår var det generelt noe kaldere i fjor enn i år. Selv om det i februar i år var kaldere enn normalt, var det enda kaldere i februar i fjor. Mars og april var mildere enn normalt begge årene.

Figur 2.8 Temperaturer i Norge i 2009/2010, 2010/2011, og normalår (ref: 1961-90). Kilde: Meteorologisk institutt



Temperaturen forklarer en betydelig andel av svingningene i det samlede norske kraftforbruket. Figur 2.9 viser utviklingen i forbruket i Midt-Norge sammen med temperaturen målt på Værnes (glidende syv dagers gjennomsnitt). Variasjonen i forbruket følger svingningene i temperaturen tett. Vi ser forbrukstopper ved vedvarende kaldt vær i månedsskiftet november/desember, og også i siste del av desember. Mindre forbrukstopper kan også leses av figuren i midten av januar, i slutten av februar og også i slutten av mars.

Det høyeste forbruket i én time i Norge ble registrert 6. januar 2010. Mellom klokken 9 og 10 ble det da benyttet 23 993 MWh elektrisk kraft i Norge. Selv om det var veldig kaldt i perioder sist vinter, var det ikke like kaldt som i uke 1 i 2010, og vi opplevde ingen forbruksrekord denne vinteren.

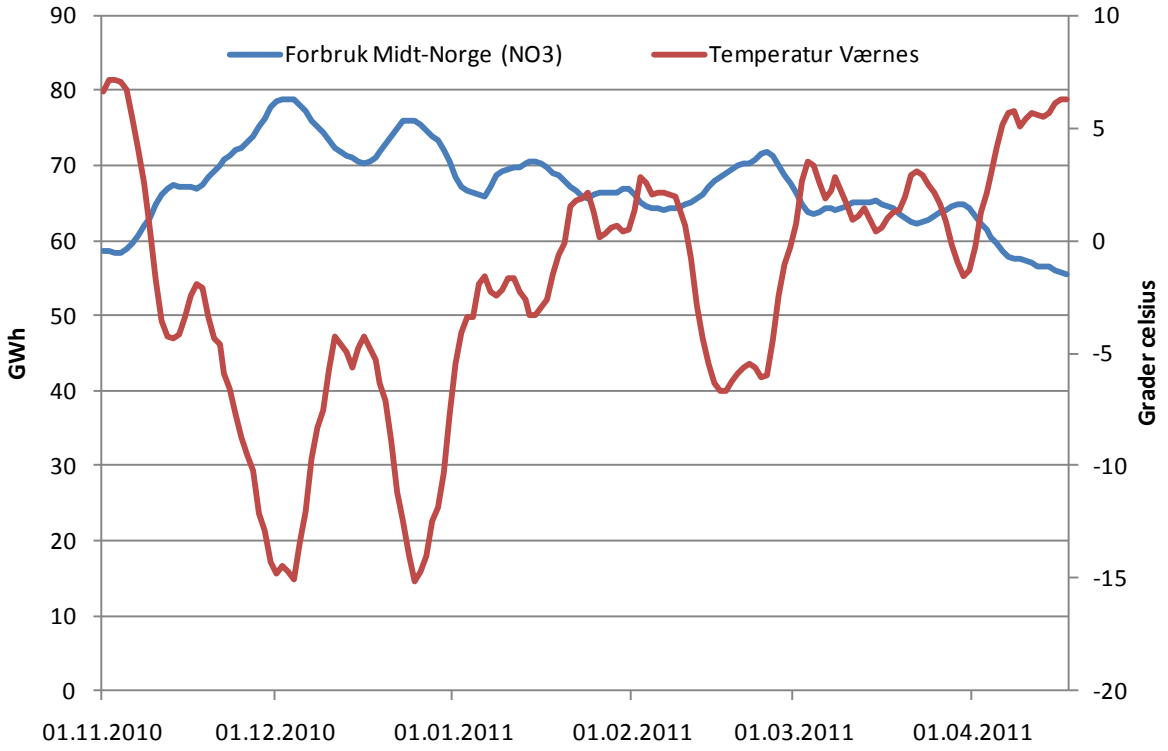
På bakgrunn av den spesielle kraftsituasjonen vinteren 2009/2010, med flere perioder med svært høye priser[1], gjennomførte Vista Analyse i vinter et prosjekt for NVE der man analyserte den kortsiktige

[1] 17. desember, 8. januar og 22. februar

prisresponsen i sluttforbruket og hvordan denne utviklet seg gjennom disse høyprisperiodene[2]. Vista konkluderte med at pris gjennomgående hadde en dempende virkning på forbruket. I tillegg finner de at prisresponsen var sterkere ved den siste høyprisperioden (22. februar) enn de to foregående. Det tyder på at det var en læringseffekt i sluttforbruket, i den forstand at forbrukerne etter de to første periodene med svært høye priser reagerte sterkere når det samme skjedde på nytt.

Det er rimelig å legge til grunn at denne læringseffekten var videreført til vinteren 2010/2011. Økt priselastisitet på timenivå i sluttforbruket kan i så fall være en medvirkende årsak til at det ikke ble satt forbruksrekord per time i Norge denne vinteren.

Figur 2.9 Forbruket i Midt-Norge og temperaturen målt på Værnes (glidende syv dagers gjennomsnitt), f.o.m. uke 44 t.o.m. uke 15 (uke 53 er utelatt), TWh. Kilde: Nord Pool Spot

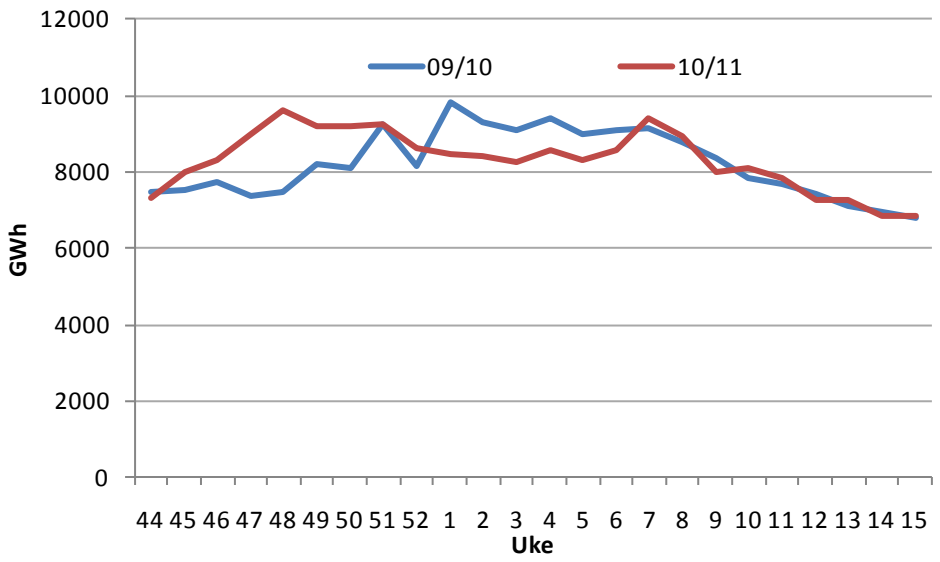


2.3 Produksjonsutviklingen i Norge og Norden

Den nordiske kraftproduksjonen var gjennomgående høyere i november og desember i 2009 sammenlignet med samme periode i 2010, jf. Figur 2.10. Dette har sammenheng med den høye etterspørselen mot slutten av fjoråret. Etter jul er bildet motsatt. Da var produksjonen for ett år tilbake høyere enn i år fram til midten av februar. Det har sammenheng med lavere magasinfylling, dermed mindre tapping fra magasinene og økt import. Fra midten av februar var den nordiske produksjonen om lag uendret sammenlignet med ett år tilbake i tid.

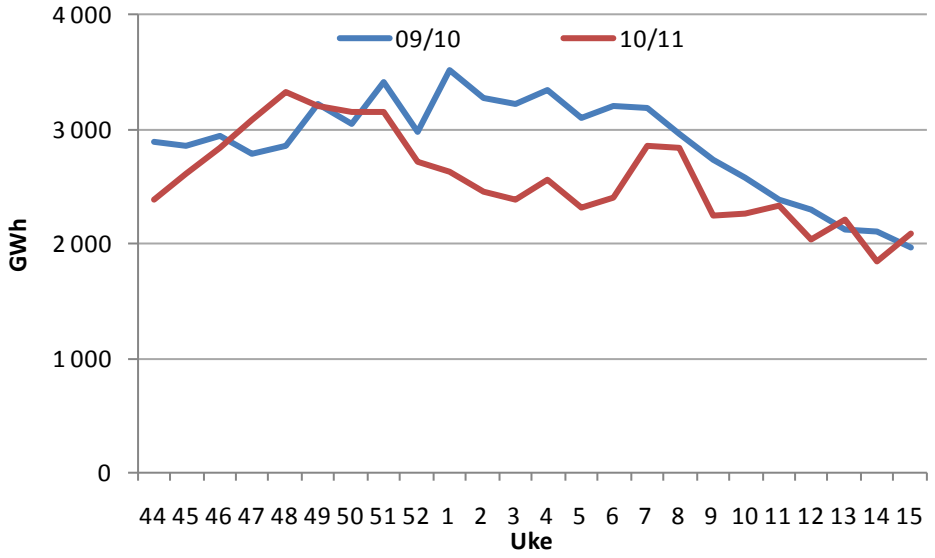
[2] Vista Analyses rapport "Hvordan reagerte kraftetterspørselen på pristoppene forrige vinter" er å finne på: http://vista-analyse.no/no/publications/details/hvordan_reagerte_kraftettersprselen_pa_pristoppene_forrige_vinter

Figur 2.10 Ukentlig nordiske kraftproduksjon, GWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 2.11 tegner et lignende bilde som Figur 2.10, men effekten av lav magasinfylling ved inngangen til vinteren 2010/2011 og lite tilsig gjennom perioden, blir mer tydelig. I begynnelsen av november var ukeproduksjonen i Norge betydelig lavere i 2010 enn året før. Økt etterspørsel som følge av kaldt vær i ukene som fulgte bidro til at produksjonen økte og var høyere enn året før i ukene 47-51 i 2010. Etter nyttår var imidlertid den norske produksjonen vesentlig lavere i år enn i fjor. Spesielt gjelder det de seks første ukene. Da var ukeproduksjonen i gjennomsnitt 820 GWh lavere i år enn i fjor. Også etter dette var den norske kraftproduksjonen, og dermed nedtappingen av magasinene, lavere enn i fjor.

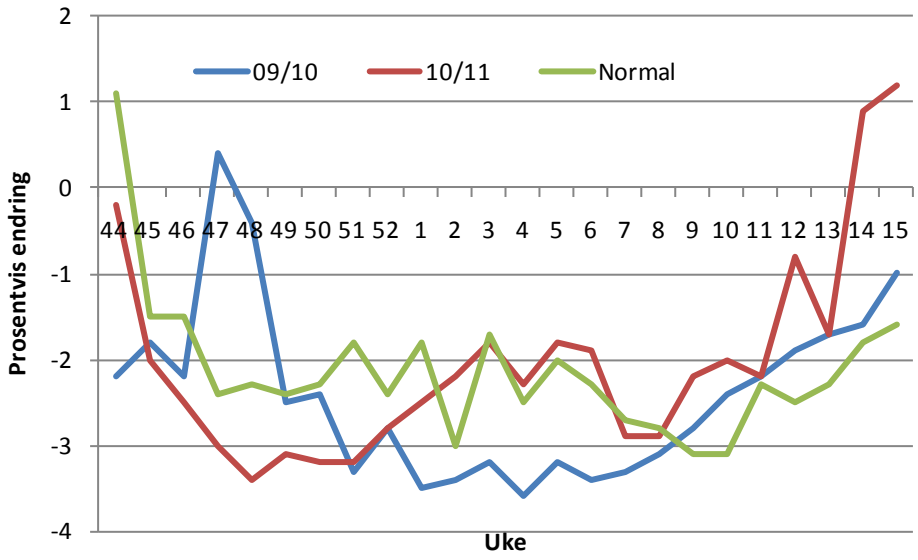
Figur 2.11 Ukentlig norsk kraftproduksjon, GWh. Kilde: Nord Pool Spot



Nedtappingen av magasinene, eller prosentvis endring i magasinfyllingen de to siste vintrene, samt normalverdier, vises i Figur 2.12. Tappingen var høy i kuldeperioden før jul, men etter nyttår og fram til og med uke 6 var tappingen betydelig lavere i år enn i fjor og noe lavere enn normalt. Etter uke 6 og frem mot vårflom var produsentene enda mer tilbakeholdne med å tappe vannmagasinene sammenlignet med fjoråret og et normalår. Når vi sammenligner tappingen av magasinene med et normalår er det viktig å være klar over at fleksibiliteten i vannkraftsystemet blant annet som følge av

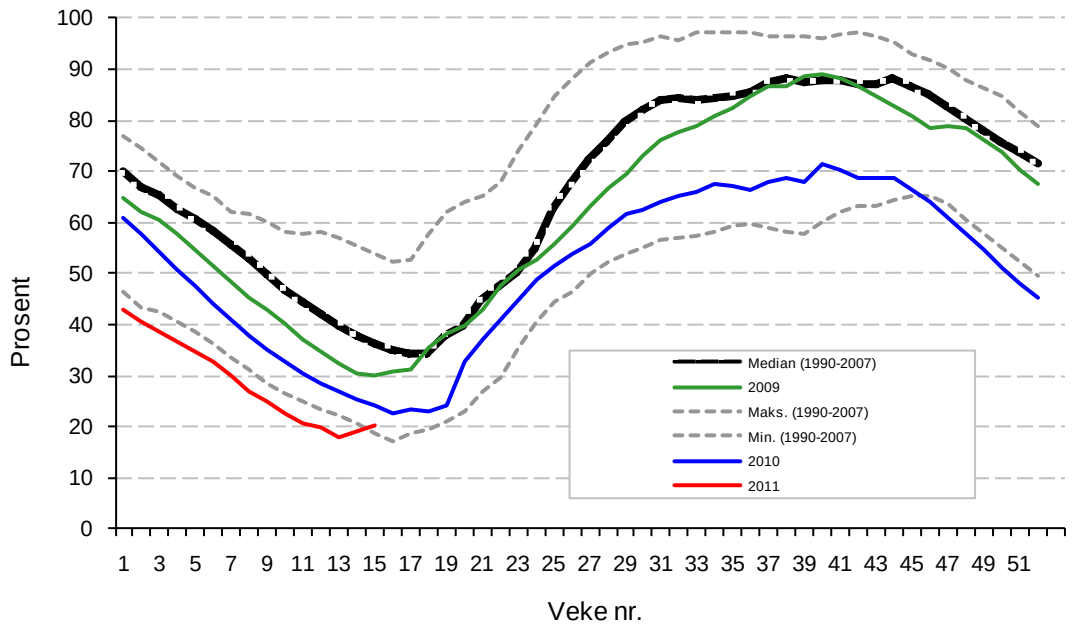
økt importkapasitet kan være større nå enn i årene normalen er basert på. Dette kan medvirke til at produsentene i perioder er villige til å gå lavere ned i magasinene.

Figur 2.12 Prosentvis endring i magasinfylling. Kilde: NVE



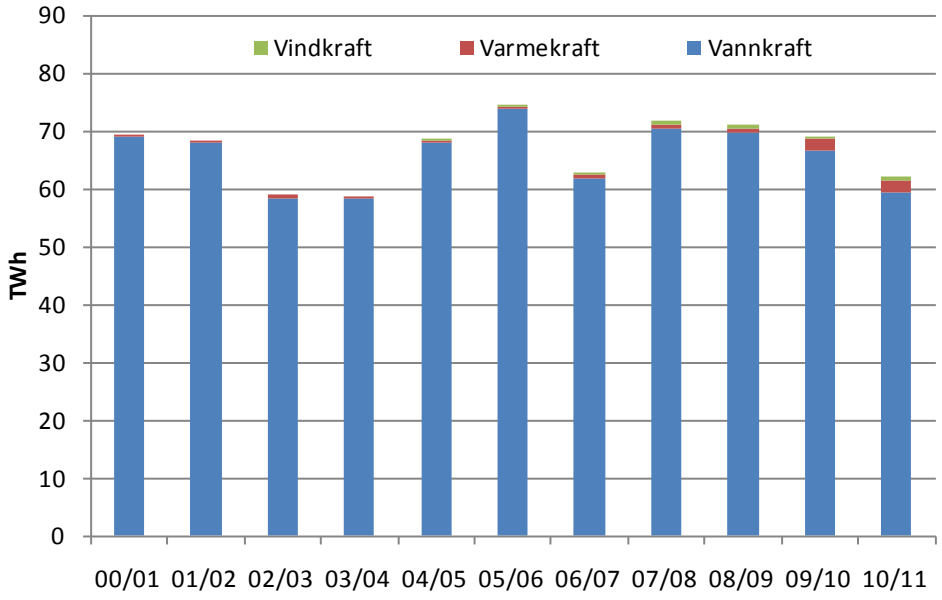
De to siste ukene av perioden økte magasinfyllingen, som følge av betydelige nedbørsmengder og mildt vær. Dette bidro til at fyllingsgraden, til tross for at den hadde vært på rekordlave nivåer hele vinteren, ikke noterte bunnrekord ved vårkulminasjonen, jf. Figur 2.13. Før dette ble kraftsituasjonen karakterisert av Statnett som anstrengt i de sørnorske elspotområdene og stram i Midt- og Nord-Norge.

Figur 2.13 Fyllingsgraden til vannmagasinene i Norge. Prosent. Kapasitet 84,3 TWh. Kilde: NVE



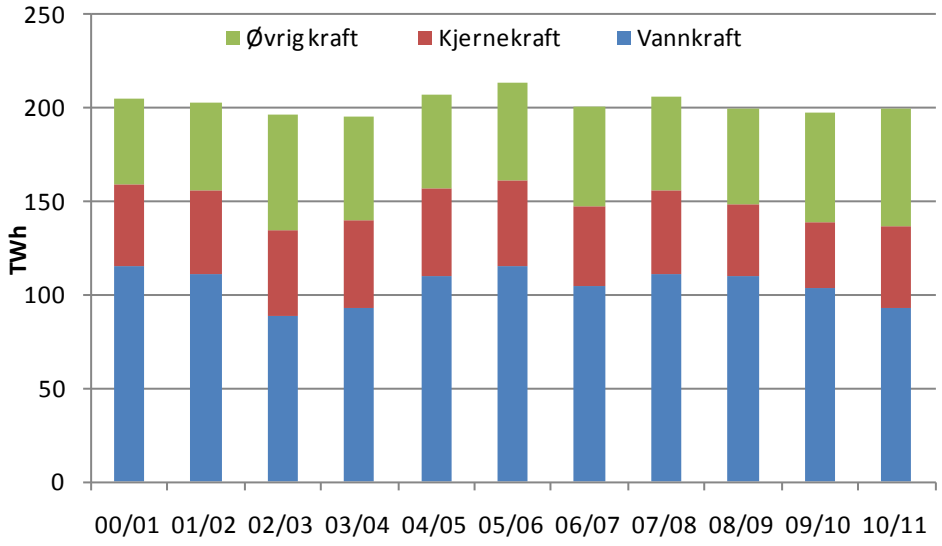
Figur 2.14 og Figur 2.15 viser kraftproduksjonen fordelt på teknologier i Norge og Norden i perioden f.o.m. uke 44 t.o.m. uke 15, tilbake til 2000. Vannkraftproduksjonen i Norge i denne perioden har ikke vært så lav som sist vinter siden 2003/2004.

Figur 2.14 Kraftproduksjon i Norge fordelt på teknologier, uke 44 – 15 (uke 53 tatt ut) for perioden 2000 til 2011, TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Dette gjelder også for Norden som helhet. Kjernekraftproduksjonen har imidlertid vært betydelig høyere denne vinteren enn de to foregående. Øvrig termisk kraftproduksjon og vindkraftproduksjon har vært høyere denne vinterperioden enn alle tidligere år (tilbake til 2000).

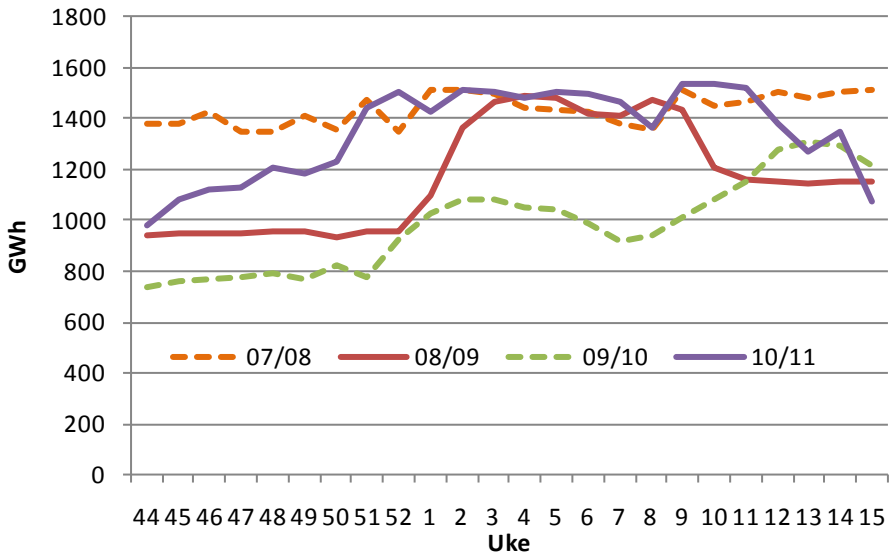
Figur 2.15 Kraftproduksjon i Norden fordelt på teknologier, uke 44 – 15 (uke 53 tatt ut) for perioden 2000 til 2011, TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 2.16 viser ukentlig svensk kjernekraftproduksjon de siste fem årene. Kapasiteten er normalt lav gjennom sommeren på grunn av vedlikeholdsarbeid, for så å øke utover høsten når kraftverkene kommer i drift igjen.

Figuren viser at tilgjengelig kapasitet var noe høyere ved inngangen til vinteren 2010/2011 enn de to foregående vintrene. Den var likevel betydelig lavere enn tidligere normalnivåer, som 2007/2008. I tillegg ble oppstarten ved flere kjernekraftverk forsinket utover vinteren. Før jul var likevel kjernekraftproduksjonen over 90 prosent av maksimalt. Med unntak av uke 8 var den svenske kjernekraftproduksjonen over 90 prosent til og med uke 11.

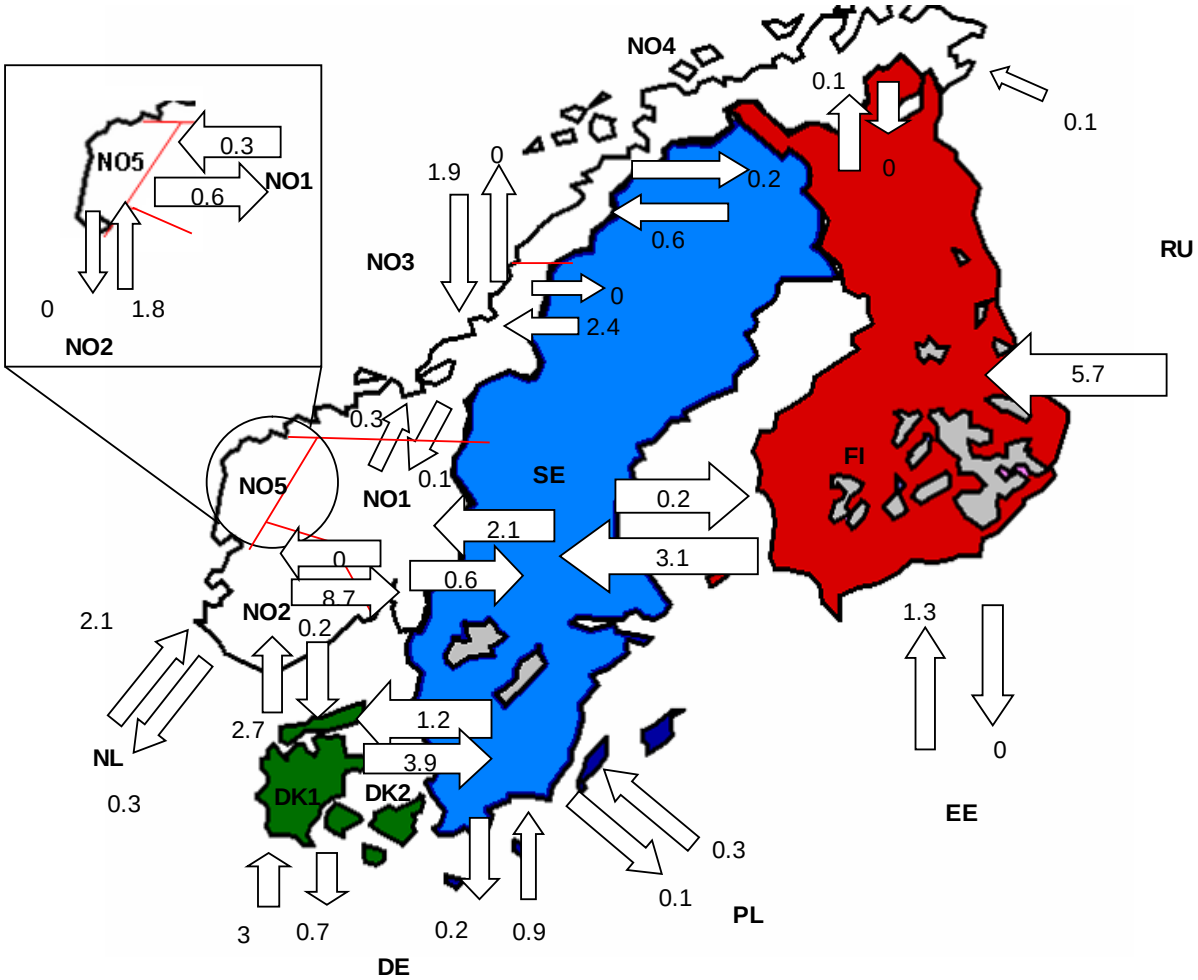
Figur 2.16 Ukentlig svensk kjernekraftproduksjon uke 44 – 15, GWh. Kilde: Svensk Energi



2.4 Kraftutveksling og nettkapasitet

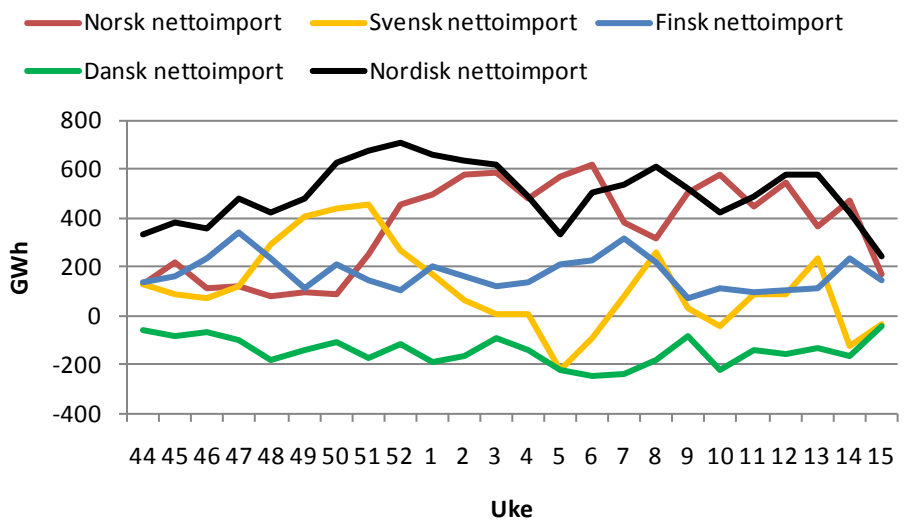
Den lave magasinfyllingen samt det høye forbruket og lave tilsiget i begynnelsen av vinteren bidro til høy verdsettelse av magasinvannet til de nordiske kraftstasjonene. Dette førte til at overføringsforbindelsene inn til Norden i større grad ble benyttet til import enn tidligere. Totalt var den nordiske nettoimporten 12,9 TWh fra november til midten av april. Det var 11,4 TWh mer enn i samme periode året før. Norge hadde den største økningen i nettoimport av de nordiske landene. Totalt var det 8,6 TWh norsk nettoimport i denne vinterperioden. Av de nordiske landene var det kun Danmark som hadde nettoeksport i perioden. Danmark importerte mye elektrisk kraft fra Tyskland som ble eksportert videre til Norge og Sverige.

Figur 2.17 Import og eksport fra uke 44-2010 til og med 15-2011 i Norden. Kilde Nord Pool Spot



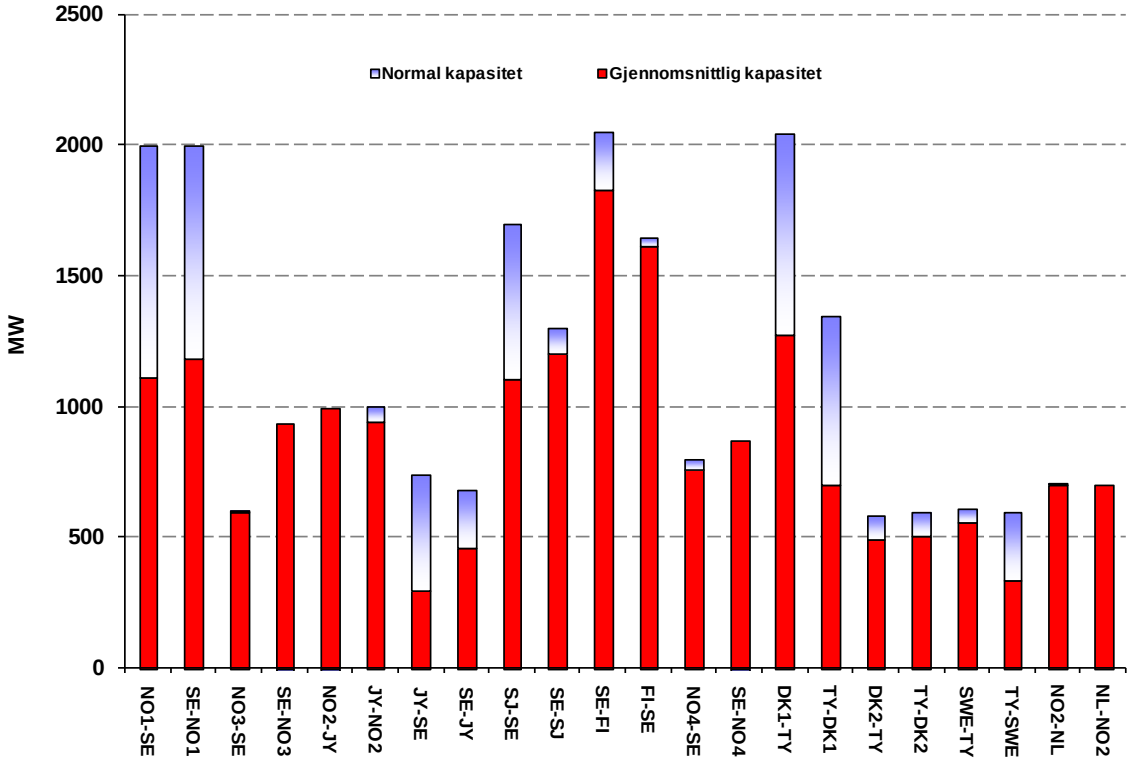
Figur 2.18 viser utviklingen i den ukentlige nettoimporten til de nordiske landene. Den nordiske nettoimporten økte gradvis opp til over 700 GWh i uke 52. Den ukentlige nordiske nettoimporten lå deretter i snitt rundt 650 GWh fram til uke 13 da økningen i tilsiget bidro til en betydelig nedgang i den nordiske nettoimporten. Sverige importerte mest før uke 52. Etter det bidro økt svensk kjernekraftproduksjon til å redusere den svenske importen. Utover i 2011 hadde Sverige høy eksport til Norge og høy import fra Tyskland, Danmark og Finland. I snitt var det en svak svensk nettoimport.

Figur 2.18 Ukentlig nettoimport fra uke 44-2010 til 15-2011, GWh. Kilde Nord Pool Spot



Av Figur 2.19 ser vi at det har vært betydelige reduksjoner i hvor mye overføringskapasitet som har vært tilgjengelig for markedet på enkelte forbindelser. 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.

Figur 2.19 Tilgjengelig og maksimal kapasitet (MW, fra – til) på utvalgte nordiske overføringsforbindelser fra uke 44-2010 til og med 14-2011. Kilde: Nord Pool Spot og EMCC



I likhet med vinteren ett år tidligere varierte den tilgjengelige overføringskapasiteten mellom Sør-Norge og Sverige betydelig i løpet vintermånedene. I utgangspunktet har arbeidet på transformatorstasjonen på Hasle bidratt til redusert kapasitet ned mot 70 prosent av normal overføringskapasitet. Det forekom imidlertid ofte ytterligere reduksjoner som følge av hensynet til systemstabiliteten internt i Sverige og Sør-Norge. I nær 40 prosent av timene sist vinter var under halvparten av normal overføringskapasitet tilgjengelig.

Fra Sør-Norge til Sverige er det typisk store reduksjoner i overføringskapasiteten når det er kaldt vær, stort forbruk i Oslo regionen og press på linjenettet fra Vest-Norge inn mot befolkningstette områder i Sørøst-Norge. Dette preget kraftmarkedet vinteren 2009/2010. Sist vinter var reduksjonene som følge av dette størst med det kalde været november og desember. Da var også prisen i Sverige ofte høyere enn i Sørøst-Norge (NO1) og det var svensk etterspørsel etter norsk kraft.

Etter nyttår var det mer svensk kjernekraft tilgjengelig. Samtidig bidro rekordlav magasinfylling til høyere pris i Norge enn i Sverige. Det var størst prisforskjell i natte- og helgetimer. Svenska Kraftnät reduserte ofte overføringskapasiteten fra Sverige til Sør-Norge betydelig i disse timene. Årsaken er stabilitetsproblemer i forbindelse med Vestkystsnittet i Sverige. Det skjer typisk når det er lav svensk last og stor transport av kraft fra Sør i Sverige forbi Göteborg-området og videre til Norge. Av hensyn til systemsikkerheten reduseres importkapasiteten fra Danmark, Tyskland og Polen samt eksportkapasiteten til Norge for å redusere presset i Vestkystsnittet. At dette skaper flaskehalser og prisforskjell inn mot Norge er illustrert i Figur 2.20 som tar for seg uke 6 i vinter som eksempel. I vedlegget viser vi at dette bildet er representativt for flere uker sist vinter. Figuren viser også at kapasiteten på de berørte forbindelsene reduseres relativt sett like mye.

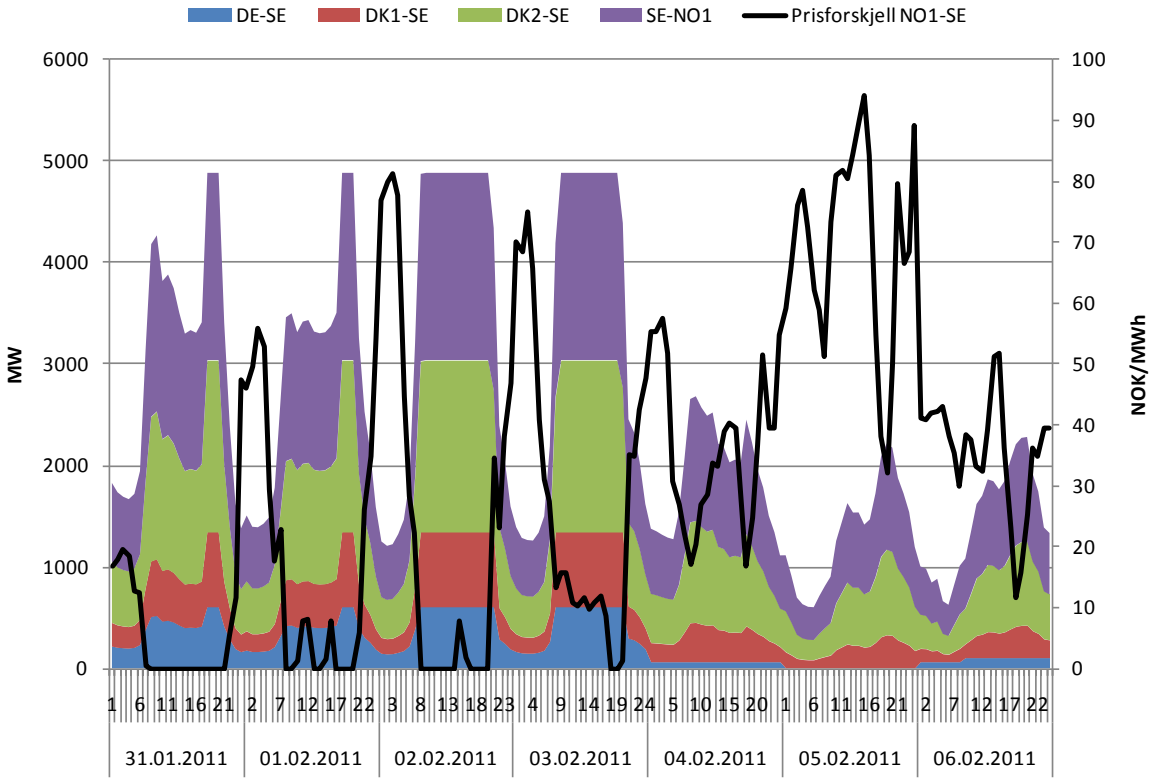
Hvordan kapasitetsfastsettelsen er organisert kan til tider ha svært stor betydning for kraftflyt og priser. NVE er positiv til å vurdere tiltak som bidrar til en bedre bruk av ressurser til en hver tid. Reduksjonene i overføringskapasitet det er redegjort for i dette kapitlet understreker dette behovet.

En bedre organisering av kapasitetsfastsettelsen kan oppnås ved å inkludere en detaljert lastflytmodell i prisberegningen. Som det fremgår av NVEs høringsuttalelse til Ekspertutvalgets rapport om driften av kraftsystemet[3], mener NVE at det ikke trenger å innebære omfattende endringer av dagens markedsdesign. Ved å utnytte informasjonen i budene samt deres lokalisering i nettet kan man oppnå en mer presis kapasitetsfastsettelse uten å ha mindre og flere prisområder enn i dag.

Nodeprising innebærer en mer omfattende omlegging av dagens markedssystem i den forstand at prisene tillates å variere mellom hvert inn- og uttakspunkt i nettet. Dette har den fordelen at man gjennom prissignaler kan få en produksjons- og forbrukssammensetning som er mer optimal med hensyn til å utnytte kapasitetene i overføringsnettet. En bedre utnyttelse av nettet vil isolert sett jevne ut priser. Derfor kan det å tillate prisene å variere mer bidra til mindre prisforskjeller. NVE mener imidlertid at det er flere praktiske utfordringer knyttet til et slikt system som krever grundige undersøkelser, jf. NVEs høringsuttalelse til Ekspertutvalgets rapport.

[3] NVEs høringsuttalelse til Ekspertutvalgets rapport "Flere og riktigere priser – et mer effektivt kraftsystem" er å finne på http://www.regjeringen.no/pages/14764166/Norges_vassdrags-_og_energidirektorat.pdf.

Figur 2.20 Overføringskapasiteter (MW, fra-til) i uke 6 for forbindelser berørt av vestkystsnittet samt prisforskjell mellom NO1 og Sverige (NOK/MWh). Kilde Nord Pool Spot og EMCC

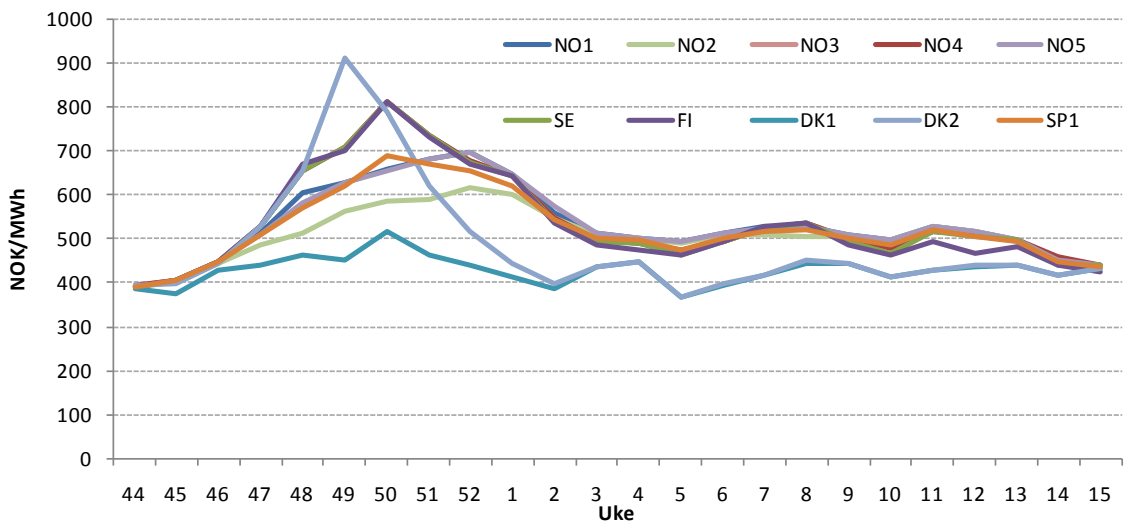


2.5 Prisutviklingen i engrosmarkedet

Prisutviklingen i det nordiske engrosmarkedet bestemmes av samspillet mellom tilbud og etterspørsel og mulighetene for overføring mellom elspotområdene. På tilbudssiden er det tilgjengelig produksjonskapasitet, brenselskostnader til varmekraftverk, samt vannkraftprodusentenes verdsetting av vannet som har størst betydning. På etterspørselssiden er det først og fremst varmebehovet og dermed temperaturen som påvirker kraftetterspørselen.

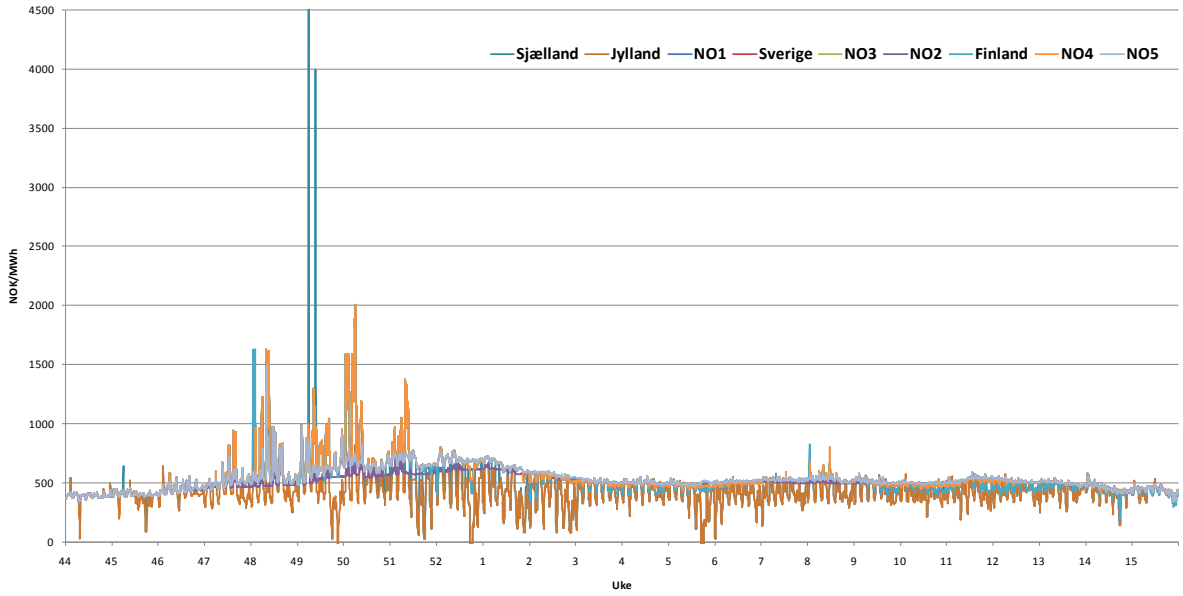
Figur 2.21 viser de gjennomsnittlige ukeprisene i alle de nordiske elspotområdene gjennom vinteren. I november og desember i fjor bidro kaldt vær, lav svensk kjernekraftproduksjon og høy verdsetting av magasinvannet som følge av lav fyllingsgrad til høye priser i store deler av Norden. Disse månedene var prisene i 2010 betydelig høyere enn på samme tid året før. Det kalde og tørre været bidro til at det hydrologiske underskuddet økte mot slutten av fjoråret, slik at prisene steg fram mot jul. Etter nyttår ble været noe mildere og spotprisene falt til om lag 500 kr/MWh fram mot våren. Det er noe høyere enn i en hydrologisk normalsituasjon, og det gjenspeiler hvor høy pris som er nødvendig for å sikre høy import.

Figur 2.21 Gjennomsnittlige ukepriser i de nordiske elspotområdene. Kilde: Nord Pool Spot



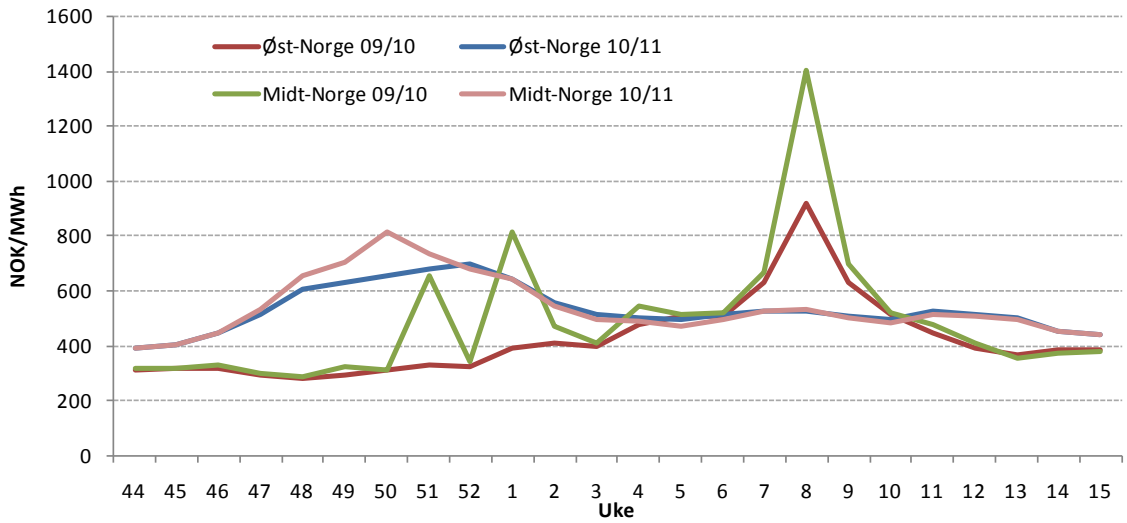
Figur 2.22 viser utviklingen i kraftprisen time for time gjennom samme periode. To timer i desember var prisen på Sjælland nær 16 kr/kWh. I de norske elspotområdene var det ingen prisspikre på samme måte som forrige vinter, der prisene var over 8 kr/kWh i 12 enkelttimer. Det viser at knappheten med hensyn til effekt og overføringskapasitet ikke var like sterk den siste vinter vinteren som den forrige. Høyere produksjon fra svenske kjernekraftverk utover vinteren, mildere vær og høyere tilgjengelig kapasitet på overføringsforbindelsene mellom elspotområdene bidro til dette. I tillegg kan det ikke utelukkes at muligheten for slike ekstreme priser har påvirket budgivningen i elspotmarkedet og redusert sannsynligheten for at slike priser vil oppstå i fremtiden.

Figur 2.22 Utviklingen i kraftprisen time for time i de nordiske elspotområdene. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 2.23 viser gjennomsnittlige ukepriser i Øst- og Midt-Norge siste vinter og vinteren 09/10. Prisene var betydelig lavere ved inngangen til vinteren 09/10. Da var den hydrologiske situasjonen langt bedre. Ukeprisene for den vinteren var preget av knappheten i kraftmarkedet på kort sikt som resulterte i ekstreme priser noen timer. Fra uke 10 og utover var prisene høyere denne våren enn forrige. Det har sammenheng med lavere magasinfylling og større sannsynlighet for betydelig energiknapphet før vårkulminasjonen i år. I fjor var magasinfyllingen noe høyere mot våren, selv om tappingen gjennom vinteren var sterkere.

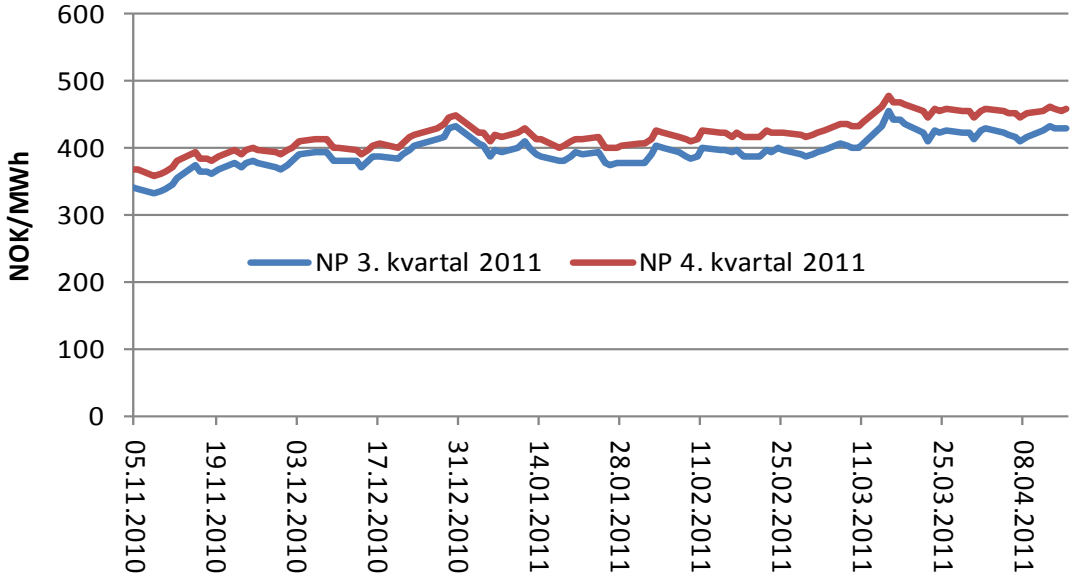
Figur 2.23 Gjennomsnittlige ukepriser i Øst- og Midt-Norge vinteren 09/10 og vinteren 10/11. Kilde: Nord Pool Spot



Terminprisene for tredje og fjerde kvartal på Nasdaq OMX gjenspeiler også at det hydrologiske underskuddet økte på forvinteren, jf. Figur 2.24. Deretter var de relativt stabile rundt 400 kr/MWh fram til midten av mars, før de lå mellom 400 og 500 kr/MWh fram mot påske. Selv om sannsynligheten for sterk energiknapphet mot vårkulminasjonen avtok i denne perioden, antyder

utviklingen i figuren at energiknappheten på dette tidspunktet ikke ble antatt å bli lavere til neste høst og vinter.

Figur 2.24 Daglige sluttpriser for tredje- og fjerdekvartalskontrakten på Nord Pool fra 1. november 2010 til 15. april 2011. Kilde: Nasdaq OMX.



2.6 Prisutviklingen i sluttbrukermarkedet

Prisen norske sluttbrukere har betalt for kraften har samlet sett vært høyere gjennom vinteren 2010/2011 sammenliknet med vinteren 2009/2010. Vinteren defineres i dette kapittelet fra uke 44 til og med uke 17. I Tabell 2.1 ser vi at standard variabel kontrakt tilbudt fra dominerende leverandører i utvalgte nettområder hadde den høyeste snittprisen gjennom vinteren sett opp mot de andre kontraktstypene. Sammenliknet med vinteren 2009/2010 var prisen 14,4 øre høyere i snitt. Spotpriskontrakter i områdene Øst-, Sørvest-, Vest- og Midt-Norge lå i snitt fra 64,3 til 67,9 øre/kWh, avhengig av hvilket elspotområde man tar i betraktning. Prisen på spotpriskontrakt for sluttbrukere bosatt i Nord-Norge var 54,8 øre/kWh. Prisen er for dette området er oppgitt eksklusiv merverdiavgift siden husholdningskunder her er fritatt merverdiavgift på elektrisitet. Sammenliknet med vinteren 2009/2010 var prisen sist vinter mellom 6,2 og 14,8 øre høyere avhengig av hvilket elspotområde man ser på.

Tabellen viser også gjennomsnittet av de tilbudte fastpriskontraktene som ble tilbudt gjennom de to vinterne. For vinteren 2009/2010 lå snittet for de ett-årige og de tre-årige kontraktene på hhv. 49,2 og 49,6 øre/kWh. Gjennom vinteren 2010/2011 var snittet hhv. 60,7 og 55,4 øre/kWh, tilsvarende en øking på 11,5 øre for de ett-årige kontraktene og 5,8 øre for de tre-årige kontraktene.

En annen forskjell mellom de to siste vintrene er at det var mindre prisforskjell mellom de ulike elspotområdene i 2010/2011 enn i 2009/2010 når det gjelder spotpriskontrakter.

Tabell 2.1 Priser for ulike kontrakter tilbudt til sluttbrukere. Prisene er oppgitt i øre/kWh og alle priser bortsett fra spotpriskontrakt for Nord-Norge (NO4) inkluderer mva. Kilde: Nord Pool Spot og Konkurransetilsynet

Øre/kWh		Vinteren 2010/2011	Vinteren 2009/2010	Endring fra 2009/2010
Standard variabel kontrakt	Snitt basert på dominerende leverandører i utvalgte nettområder	**72,7**	58,3	14,4
Spotpriskontrakt med antatt påslag på 1,9 øre/kWh	Øst-Norge (NO1)	**66,9**	54,3	12,6
	Sørvest-Norge (NO2)	**64,3**	49,5	14,8
	Midt-Norge (NO3)	**67,9**	61,5	6,4
	Nord-Norge (NO4)	**54,8**	48,6	6,2
	Vest-Norge (NO5)	**66,8**	-----	-----
Gjennomsnitt av tilbudte fastpriskontrakter	1-årig	**60,7**	49,2	11,5
	3-årig	**55,4**	49,6	5,8

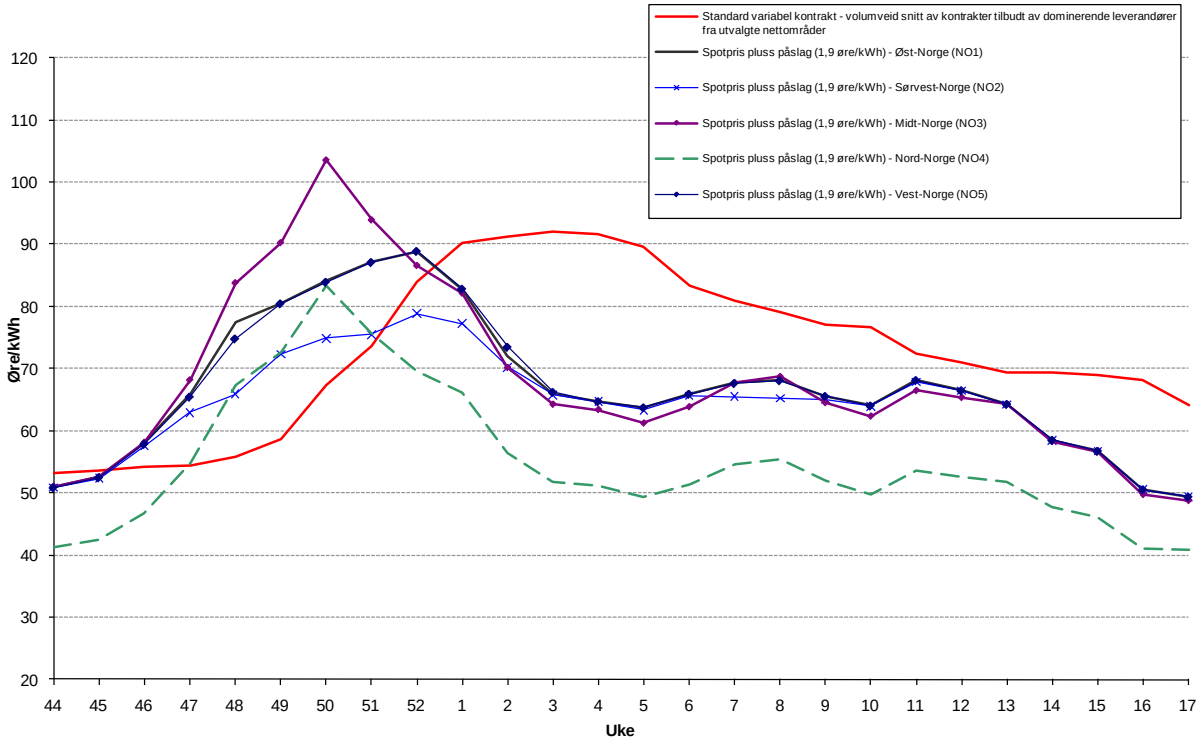
2.6.1 Prisutviklingen gjennom vinteren 2010/2011

Figur 2.25 viser prisutviklingen per uke for vinteren 2010/2011 for kontraktstypene spotpriskontakt og standard variabel kontrakt. Som vi ser av tabellen over hadde Midt-Norge (NO4) marginalt høyere pris enn de andre prisområdene gjennom vinteren (eksempelvis 1,0 øre/kWh høyere enn Øst-Norge). Bakgrunnen for denne prisforskjellen ser vi stammer uke 47, 48, 49, 50 og 51, da spotprisen fra Nord Pool Spot var noe høyere for både Midt- og Nord-Norge sammenliknet med de tre andre elspotområdene. Resten av vinteren kan man se at Midt-Norge har hatt lavere spotpris enn for eksempel Øst-Norge. Som vi ser av figuren fremstår spotpriskontrakt for Nord-Norge med en betydelig lavere pris enn spotpriskontrakt tilbudt i de andre elspotområdene. Årsaken til dette er at prisene på spotpriskontrakt for dette området er oppgitt ekskl. mva. for å ta hensyn til at husholdninger i Nordland, Troms og Finnmark har fritak for mva. på strøm.

Et annet tydelig mønster det er verdt å legge merke til er prisetterslepet standard variabel kontrakt har i forhold til spotpriskontrakt. Dette har sitt utgangspunkt i at leverandører som tilbyr standard variabel kontrakt må melde fra til sluttbrukerne om prisendringer minst to uker før prisen kan settes opp. Så når spotprisen går opp vil standard variabel kontrakt ha et etterslep på omkring to uker. Dette er en trend som går igjen hvert år.

Som det fremgår av figuren hadde ikke standard variabel kontrakt den samme økningen i pris i uke 48, 49, 50 og 51 som spotpriskontraktene hadde. Til gjengjeld økte prisen på standard variabel kontrakt i ettertid, med ca. 2 uker etterslep, og holdt seg på et betydelig høyere nivå enn spotpriskontraktene resten av vinteren. Som det fremgår av Tabell 2.1. resulterte dette i at standard variabel kontrakt hadde en snittpris gjennom vinteren som lå 5,8 øre høyere enn for eksempel en spotpriskontrakt i elspotområdet Øst-Norge med et antatt påslag på 1,9 øre/kWh. Det tapet en leverandør fikk (såfremt den ikke hadde sikret seg i det finansielle markedet, noe som er vanlig) fra uke 48 til uke 51 som følge av at spotprisen var høyere enn prisen den fikk for kraften levert til sluttbrukere på standard variabel kontrakt, hentet leverandøren inn med god margin fra uke 1 og utover.

Figur 2.25 Prisutviklingen per uke for kraftkontrakter tilbud til sluttbrukere gjennom vinteren 2010/2011. Alle kontrakter unntatt spotpriskontrakt for Nord-Norge (NO4) inkluderer mva. Kilde: Nord Pool Spot og Konkurransetilsynet.



Noen vil kanskje innvende at sluttbrukere med spotpriskontrakt er eksponert for høyere risiko for prisvariasjoner enn sluttbrukere med standard variabel kontrakt. Men dersom man tar hensyn til at de fleste sluttbrukere (husholdningskunder) i dag ikke blir timesavregnet, og at spotpriskontrakter som blir tilbudt gjennom Konkurransetilsynets kraftprisoversikt[4] må ta utgangspunkt i den månedelige aritmetiske gjennomsnittsprisen av områdeprisen på Nord Pool Spot, er prissvingningene for kunder med spotpriskontrakt betydelig redusert og trolig ikke mye større enn ved en standard variabel kontrakt. En oversikt over de månedlige gjennomsnittsprisene kunder med spotpriskontrakter står overfor, ut fra de kontrakter som har meldeplikt til Konkurransetilsynet, følger i Tabell 2.2.

Tabell 2.2 Gjennomsnittlige månedspriser for spotpriskontrakt i øre/kWh med et antatt påslag på 1,9 øre/kWh. Alle priser bortsett fra Nord-Norge (NO4) inkluderer mva. Kilde: Nord Pool Spot.

Øre/kWh	Øst-Norge (NO1)	Sørvest-Norge (NO2)	Midt-Norge (NO3)	Nord-Norge (NO4)	Vest-Norge (NO5)
November 2009	39,5	40,5	40,5	-----	-----
Desember 2009	41,6	52,6	52,6	-----	-----
Januar 2010	53,3	49,9	69,5	55,7	49,9
Februar 2010	82,2	58,6	99,1	78,0	58,6
Mars 2010	62,4	58,1	65,9	49,7	58,4
April 2010	50,1	50,1	48,4	39,0	50,1
November 2010	58,0	56,5	59,2	47,7	57,5
Desember 2010	83,9	73,7	92,9	74,7	83,6
Januar 2011	72,1	69,9	70,5	56,7	72,6
Februar 2011	66,5	65,0	65,5	52,8	66,5
Mars 2011	65,9	65,8	64,6	52,0	65,9
April 2011	54,8	54,8	54,5	44,7	54,8

[4] www.kt.no/kraftpriser

2.6.2 Valg av type kraftkontrakt

Sluttbrukerne kan fritt velge hvilken kraftleverandør de ønsker å kjøpe kraften sin fra, og de kan velge mellom et bredt utvalg av kontraktstyper med varierende vilkår og egenskaper. Tabell 2.3 gir en oversikt over hvor stort volum som ble omsatt til husholdningskunder på hhv. kontrakter tilknyttet elspotprisen, kontrakter med variable priser som ikke er direkte tilknyttet elspotprisen (eks. standard variabel kontrakt) og fastpriskontrakter. Tallene er hentet fra SSB sin elektrisitetsstatistikk og er basert på tverrsnittdata fra et utvalg på 50 kraftleverandører fra én uke midt i kvartalet. For vinteren 2010/2011 er tallene et gjennomsnitt av 4. kvartal 2010 og 1. kvartal 2011 og for vinteren 2009/2010 er tallene et gjennomsnitt av 4. kvartal 2009 og 1. kvartal 2010. Med bakgrunn i det at kun er tverrsnittdata må det presiseres at man bør være varsom med å legge for stor vekt på trender fra ett år til et annet.

Tallene viser at 56,6 prosent av husholdningenes kraftvolum vinteren 2010/2011 ble omsatt på kontrakter tilknyttet spotprisen, 37,8 prosent av volumet ble omsatt på kontrakter med variable priser som ikke er tilknyttet spotprisen, mens 5,6 prosent av volumet ble omsatt på fastpriskontrakter. Sammenlikner man dette med vinteren 2009/2010 ser man at det er en reduksjon i omsatt kraftvolum på variable kontrakter og en økning i omsatt volum på både kontrakter tilnyttet elspotprisen og kontrakter med fastpris. Trenden bort fra variabel pris (eksempelvis standard variabel kontrakt) og over til kontrakter tilknyttet elspotprisen har pågått i lang tid. Men hvis man skal sette sin lit til tallene ser det ut til at det denne vinteren har vært en tendens til at flere husholdningskunder velger fastpriskontrakter. Dette kan ha sin årsak i at den noe høyere prisen denne vinteren og forrige vinter har medført at flere husholdningskunder ønsker å sikre seg mot risikoen tilknyttet prisvariasjoner.

Tabell 2.3 Omsatt volum på ulike kontraktstyper. Kilde: SSB

Prosent	Vinteren 2010/2011	Vinteren 2009/2010
Kontrakter tilknyttet elspotprisen	56,6	55,4
Variabel pris	37,8	39,6
Fastpris	5,6	5,1

Tabell 2.4 Forventede kostnader for en husholdning med et forbruk på 20000 kWh/år. Kilde: Nord Pool Spot, Konkurransetilsynet og NVE

Kroner i løpet av vinteren		Vinter 2010/2011	Vinter 2009/2010	Endring fra 2009/2010
Spotpriskontrakt	Øst-Norge (NO1)	15490	13542	1948
	Sørvest-Norge (NO2)	15112	12824	2287
	Midt-Norge (NO3)	15623	14627	996
	Nord-Norge (NO4)	12560	11628	932
	Vest-Norge (NO5)	15485	-----	-----
Standard variabel kontrakt	Utvalg av dominerende leverandører	18714	15643	3071

Utregningene i Tabell 2.4 er lagd for å gi noen anslag på hva en husholdningskunde med et normalt forbruk på 20000 kWh/år kunne forvente å betale i samlede utgifter til elektrisitet gjennom vinteren 2009/2010 og vinteren 2010/2011. Det er benyttet en justert innmatingsprofil fra 2009 til å fordele energiforbruket over ukene, noe som tilsier at det ikke er tatt hensyn til eventuelle forskjeller i forbruksprofilen som følge av hvor kunden er bosatt. Prisene inkluderer tre kostnadselementer:

Kraftpris, nettleie og avgifter. Prisene for elspotområdet Nord-Norge (NO4) er oppgitt eksklusivt merverdiavgift siden kundene her er fritatt fra merverdiavgift på elektrisitet. Kunder i Finnmark er i tillegg fritatt fra elavgiften, men dette er det ikke korrigert for.

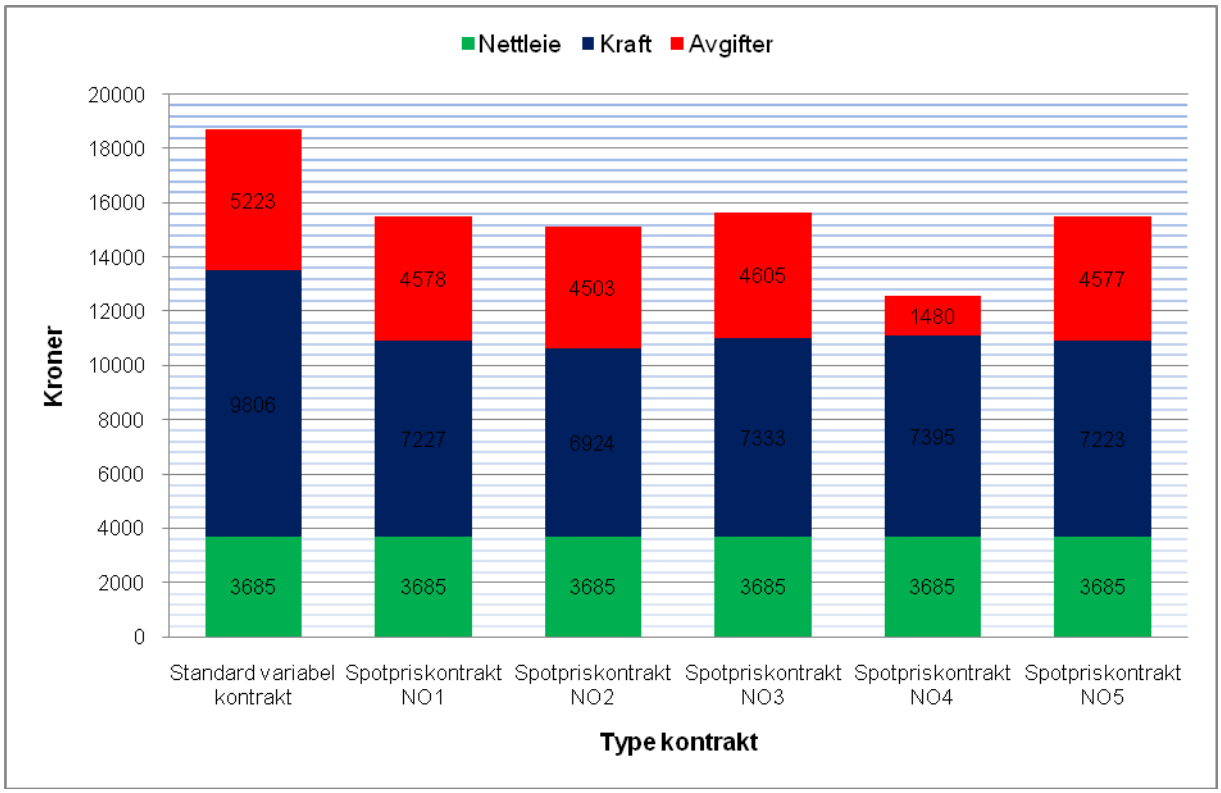
Tabellen viser at kunder med spotpriskontrakt hadde en lavere totalkostnad over begge vintrene sammenliknet med vår beregnede pris på standard variabel kontrakt. Eksempelvis var det gjennom vinteren 2010/2011 3224 kr billigere med en spotpriskontrakt med et antatt påslag på 1,9 øre/kWh i elspotområdet Øst-Norge (NO1) sammenliknet med den antatte prisen på standard variabel kontrakt. Mellom de ulike elspotområdene var det mindre forskjeller på de totale antatte kostnadene vinteren 2010/2011 sammenliknet med vinteren 2009/2010. Med de antakelsene som ligger til grunn var det 133 kr høyere elektrisitetsutgifter for en kunde bosatt i Midt-Norge (NO3) sammenliknet med en kunde bosatt i Øst-Norge (NO1). Denne relativt lave forskjellen står i kontrast til hva man til tider kan få inntrykk av gjennom mediene.

Sammenlikner man prisene mellom de to vintrene ser man at kunder bosatt i Øst-Norge med spotpriskontrakt fikk en antatt høyere totalkostnad til elektrisitet på omkring 2000 kr sist vinter. En kunde bosatt i Midt-Norge med samme type kontrakt fikk en antatt høyere utgift på omkring 1000 kr.

Figur 2.26 under viser husholdningenes samlede utgifter til elektrisitet gjennom vinteren slik de er oppgitt i Tabell 2.4. I figuren er i tillegg de ulike kostnadsleddene dekomponert. Kostnadsleddet *avgifter* består av både el-avgift (forbruksavgift per i dag på 11,21 øre/kWh ekskl. mva.) og merverdiavgift på 25 prosent. Det er i tillegg benyttet et landsgjennomsnitt for nettleie på 27,8 øre/kWh ekskl. mva.

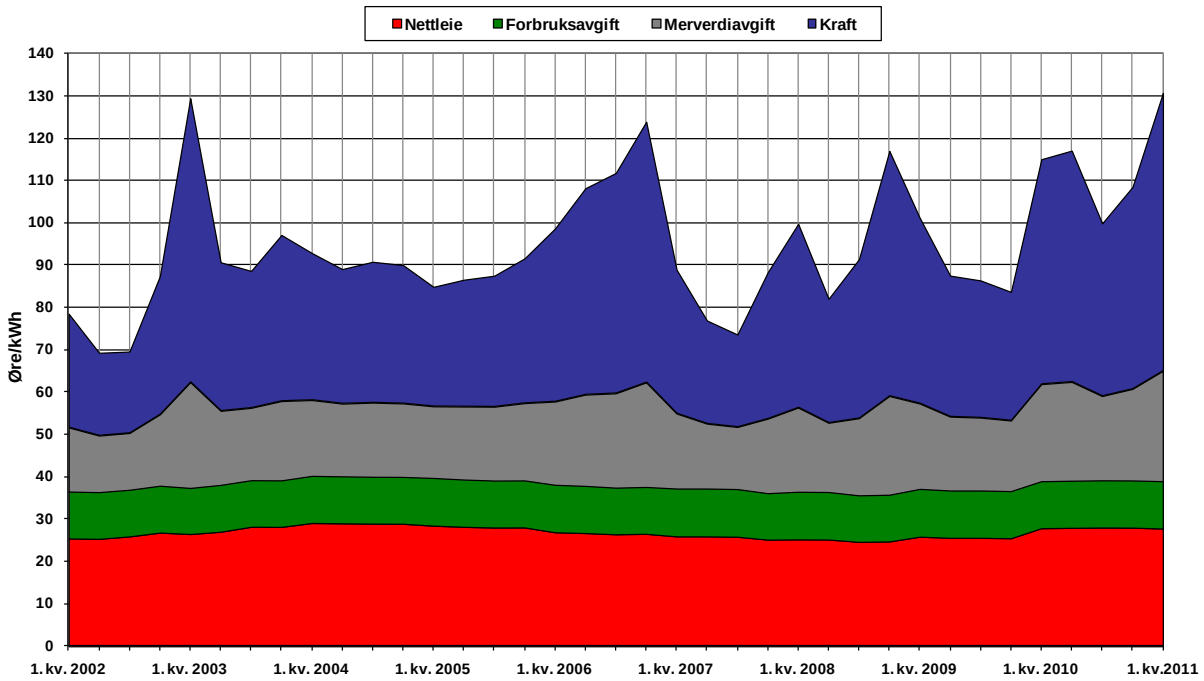
Eksempelvis besto kostnadene, gitt våre forutsetninger, for en spotpriskontrakt i Øst-Norge (NO1) av følgende deler; nettleie: 3685 kr; kraftutgifter: 7227 kr; avgifter: 4578 kr.

Figur 2.26 Kostnadsleddene i de samlede elektrisitetsutgiftene slik de er oppgitt i tabell 3.6.2.. Kilde: Nord Pool Spot, Konkurransetilsynet og NVE



Ved kun å sammenlikne prisutviklingen vinteren 2010/2011 med vinteren 2009/2010 mister man det historiske perspektivet på prisutviklingen. Det kan derfor være nyttig å se sist vinters prisutvikling i en lengre sammenheng. I Figur 2.27 ser man den *inflasjonsjusterte* utviklingen, satt i ”mars 2011”-priser, av husholdningenes totale kostnader for elektrisitet oppgitt i øre/kWh. Her er den samlede prisen per kWh dekomponert i kostnadsleddene nettleie, kraft, forbruksavgift og merverdiavgift. Serien strekker seg fra 1. kvartal 2002 t.o.m. 1. kvartal 2011 (t.o.m. uke 13). Kraftprisen tar utgangspunkt i det gjennomsnittlige volumvektede utvalget av standard variabel kontrakt. Man kan se at den totale gjennomsnittlige prisen i 4. kvartal 2010 og 1. kvartal 2011 var relativt høy, men sammenliknet med tidligere kvartaler har husholdningene også da stått overfor perioder med høye priser.

Figur 2.27 Hushusholdningenes totale gjennomsnittlige elektrisitetskostnader per kvartal i øre/kWh. Inflasjonsjustert til" mars 2011"-priser. Kraftpris er basert på standard variabel kontrakt. Nettleie er basert på landsgjennomsnitt. Kilde: NVE og Konkurransetilsynet

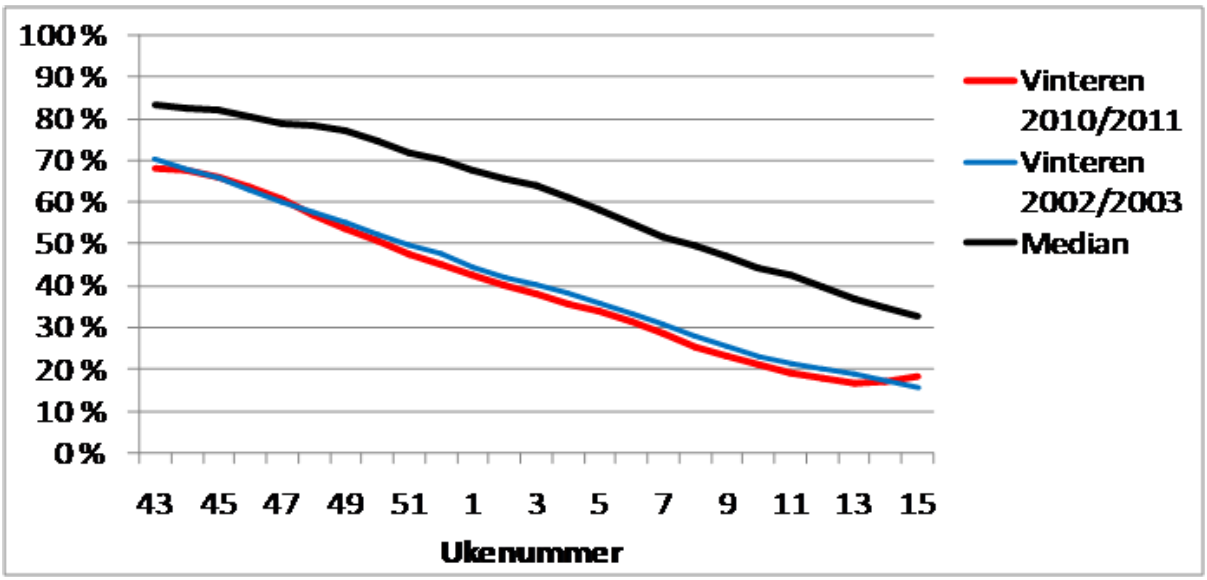


3 Utviklingen i magasinene

Denne delen vil se nærmere på hvordan utviklingen har vært i vannmagasinene gjennom vinteren. Analysen vil starte på et aggregert nivå, før den går nærmere inn på hvordan utviklingen har vært i ulike områder, ulike typer magasiner og magasiner med forskjellig høyde over havet.

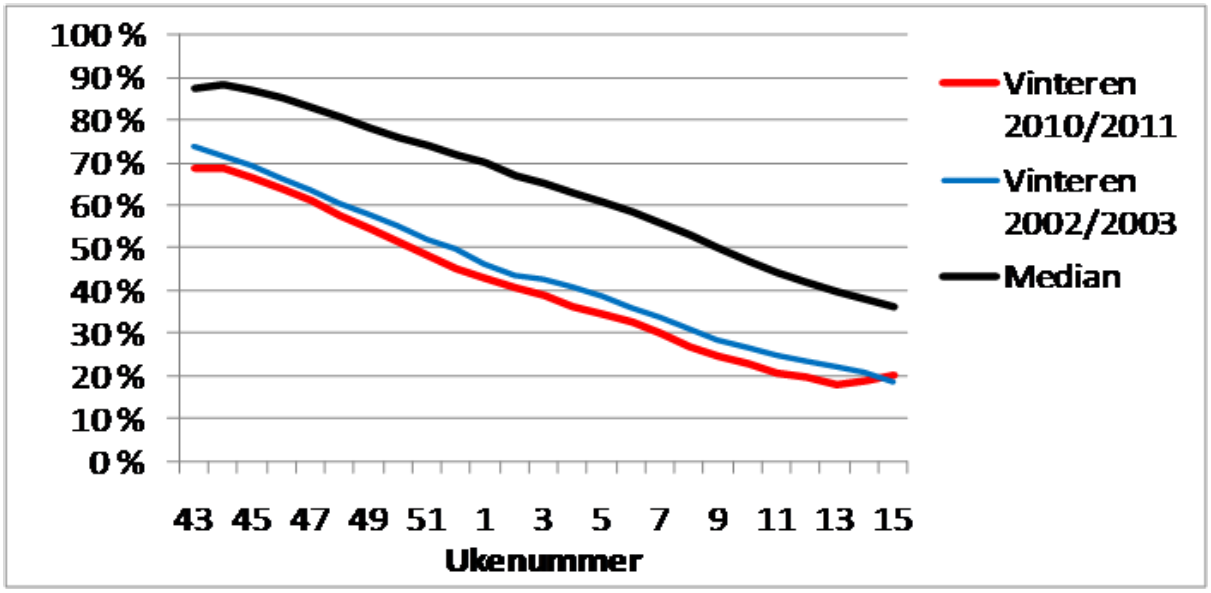
Utviklingen i magasinfyllingen for Norden er vist i Figur 3.1. Magasinfyllingen gikk fra å ha et underskudd i forhold til medianen på 15,1 prosentpoeng ved inngangen til november 2010 til å ha et underskudd på 25,9 prosentpoeng ved utgangen av uke 3 i 2011. Etter dette ble underskuddet redusert, og ved utgangen av uke 15 var underskuddet på 14,2 prosentpoeng. Fyllingsgraden for Norden lå store deler av vinteren like under nivået fra 2002/2003, men krysset vinteren 2002/2003 i uke 15 som følge av en tidlig snøsmelting.

Figur 3.1 Utviklingen gjennom vinteren i magasinene i Norden sammenlignet med vinteren 2002/2003 og medianen



Magasinfyllingen i Norge er vist i Figur 3.2, og viser noe av den samme tendensen. Avstanden fra medianen ved inngangen til november var 18,4 prosentpoeng, som er noe større enn for Norden som helhet. Ved starten av 2011 hadde avstanden økt til 26,3 prosentpoeng. Økningen i avstanden gjennom november og desember var ikke like stor som for Norden. Det kan skyldes at de norske vannkraftprodusentene har krevd en høyere pris for å produsere enn de finske og svenske vannkraftprodusentene som følge av at underskuddet i utgangspunktet var større. I Norge var avstanden til medianen størst ved utgangen av uke 1 i 2011. Fram til og med uke 8 var det en svak tendens til at avstanden ble redusert. Dette til tross for at tilsiget i hele denne perioden var lavere enn normalt. Markedsmekanismen førte til at Norge fikk høy import i denne perioden, og derfor kunne spare mer på vannet enn normalt. Det er også grunn til å tro at de høye prisene var med på å redusere det norske forbruket. Fra og med uke 9 ble tendensen til redusert avstand til medianen enda tydeligere. En økning i tilsiget på grunn av mye nedbør og varmere vær medvirket til at avstanden ble betydelig redusert.

Figur 3.2 Utviklingen gjennom vinteren i magasinene i Norge sammenlignet med vinteren 2002/2003 og medianen

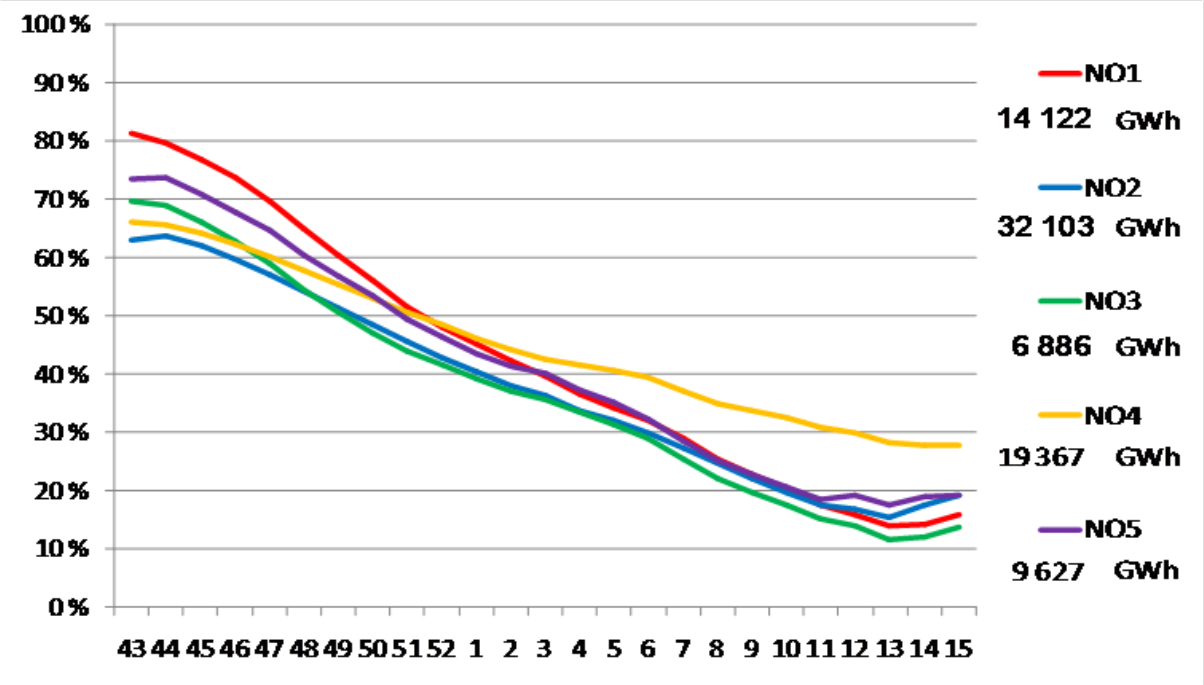


Tidlig snøsmelting førte til at den norske fyllingsgraden var på sitt laveste ved utgangen av uke 13 med en fyllingsgrad på 18,1 prosent. Det normale er at fyllingsgraden er på sitt laveste i ukene 16-18. Kulminasjonsdatoen for snømagasinet var 9. april. Det er samme dato som i 2009. Vi må tilbake til vinteren 2001/2002 for å finne en tidligere snøsmelting. Da startet snøkulminasjonen 30. mars. Det er det eneste året av de 41 siste årene hvor snøkulminasjonen har vært tidligere enn i år. Median kulminasjon er 26. april. Den tidlige snøkulminasjonen førte til at Norge ikke gikk lavere enn tidligere registrert minimum fra uke 16 i 1994 som var på 17,3 prosent. Fyllingsgraden gikk heller ikke lavere enn nivået fra vinteren 2002/2003, til tross for at vi gjennom hele vinteren lå 2-5 prosentpoeng lavere. Ser vi på størrelsen av Norges snømagasin ved kulminasjonen var denne på rundt 85 prosent av median kulminasjon. Det er det niende laveste snømagasinet ved kulminasjon de 41 siste årene. Forrige vinter, 2009/2010, var snømagasinet på rundt 70 prosent av median kulminasjon.

3.1 Fordelingen på områder

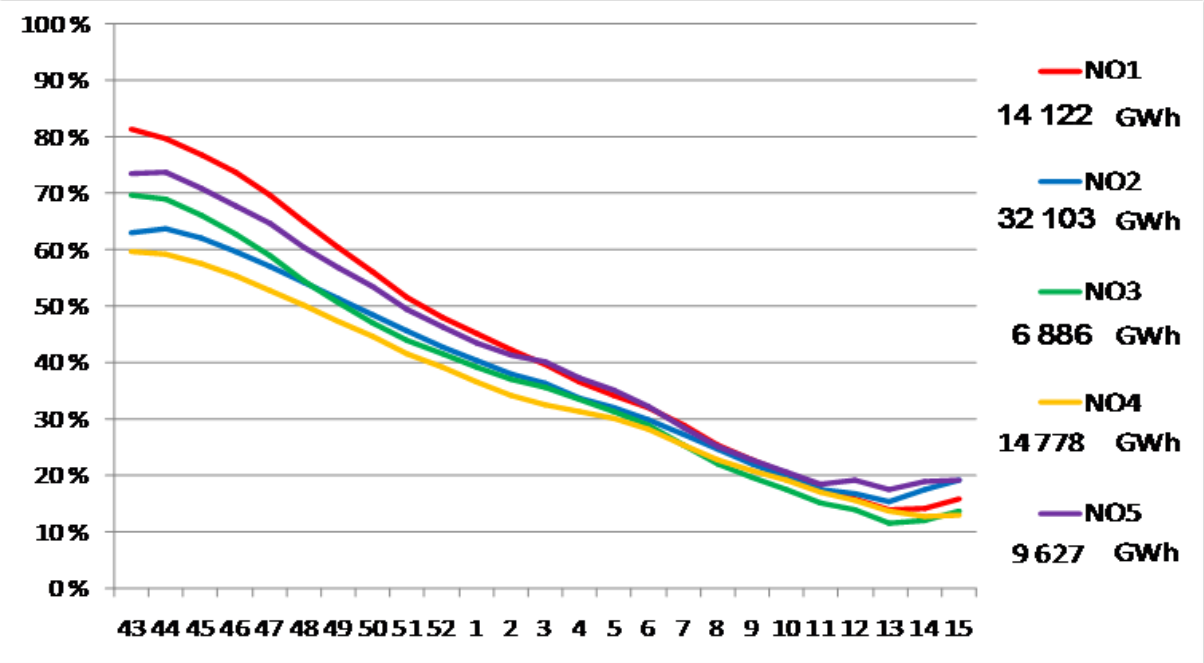
Figur 3.3 viser hvordan magasinfyllingen fordelte seg mellom de fem norske elspotområdene. De to elspotområdene med best magasinkapasitet relativt til internt forbruk, Sørvest-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO4), var de som hadde lavest fylling ved inngangen til vinteren. Dette er områder som er overskuddsområder, og store deler av året har eksport til nærliggende elspotområder i Norge. At disse områdene hadde lavere fylling enn områder med lavere magasinkapasitet ga dermed et godt utgangspunkt med tanke på å få utnyttet mest mulig av vannet i magasinene. Det at det hadde vært lite tilsig vinteren 2009/2010 i kombinasjon med at vi hadde fem elspotområder med muligheter for ulike priser, var medvirkende til at vannkraftprodusentene hadde fått tid til å tilpasse seg på en hensiktsmessig måte.

Figur 3.3 Utviklingen i de fem norske elspotområdene gjennom vinteren. Total magasinkapasitet for hvert område er angitt i figurforklaringen



Generelt var det liten avstand mellom magasinfyllingen i de fem elspotområdene etter nyttår. I Figur 3.3 skiller riktignok NO4 seg ut med høyere fylling enn resten av områdene. I denne figuren er imidlertid Storglomvatn inkludert. Storglomvatn som er Norges største magasin har normalt et stort restmagasin på grunn av liten effektkapasitet i Svartisen kraftverk. Produksjonen ved Svartisen ble satt ut av drift fra og med 27. januar på grunn av feil på aggregatets hovedtransformator, og vil være ute av drift fram til 9. juli i følge siste UMM til Nord Pool Spot. Dette var med på å redusere eksportmuligheten fra Nord- til Midt-Norge. Ettersom vannet i magasinet til Svartisen ikke var tilgjengelig for produksjon kan det holdes utenfor, slik vi ser i Figur 3.4. Dermed vil også NO4 plassere seg sammen med de andre elspotområdene.

Figur 3.4 Utviklingen i de fem norske elspotområdene gjennom vinteren etter at Storglomvatn i NO4 er tatt ut av utvalget

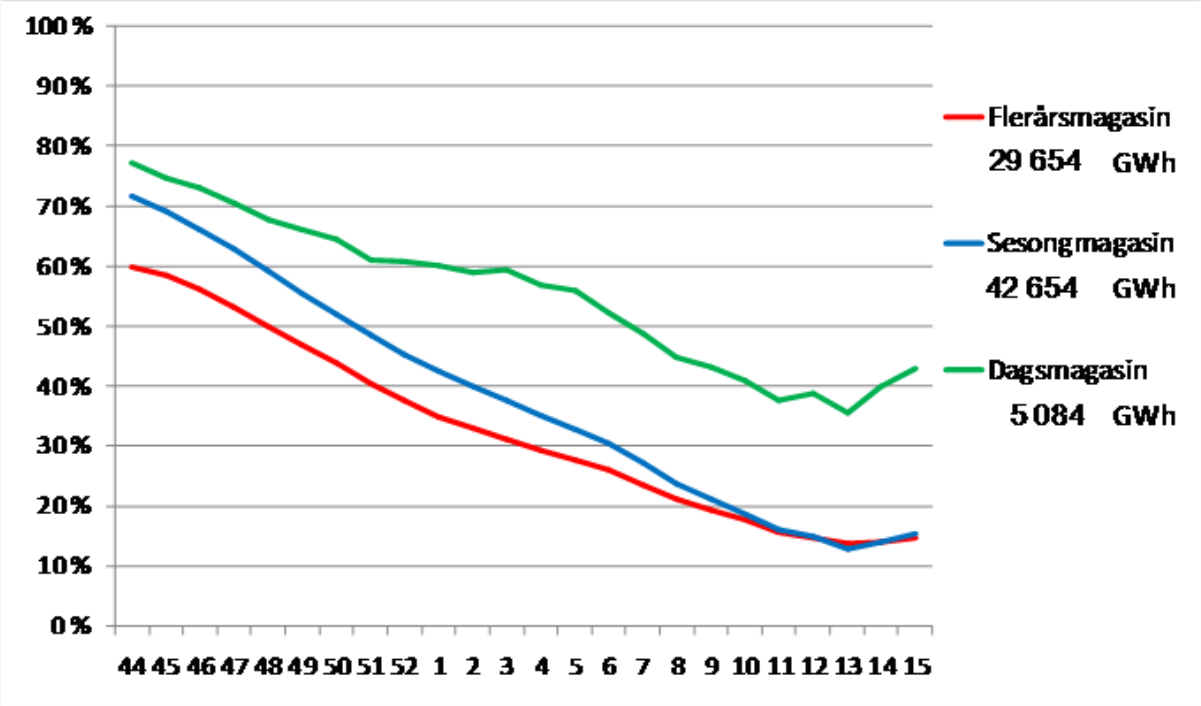


3.2 Ulike typer magasiner

Magasinene kan deles inn i ulike typer magasin. Vi har her delt opp magasinene i tre grupper; flerårs-, sesong- og dagsmagasin. Flerårsmagasin er definert som magasin som har større lagringskapasitet enn det samlede tilsiget til magasinet i et normalår. Dagsmagasin er definert som magasin som har lav lagringskapasitet i forhold til tilsiget. Den lave reguleringsevnen gjør at disse magasinene har liten mulighet for å lagre vann om sommeren for å benytte vannet om vinteren. De magasinene som ikke kommer med under dagsmagasin eller flerårsmagasin er definert som sesongmagasin. Lagringskapasiteten på disse magasinene er ikke like høy som det årlige tilsiget, men likevel høy nok til at det kan spares vann om sommeren og våren, som kan benyttes om vinteren.

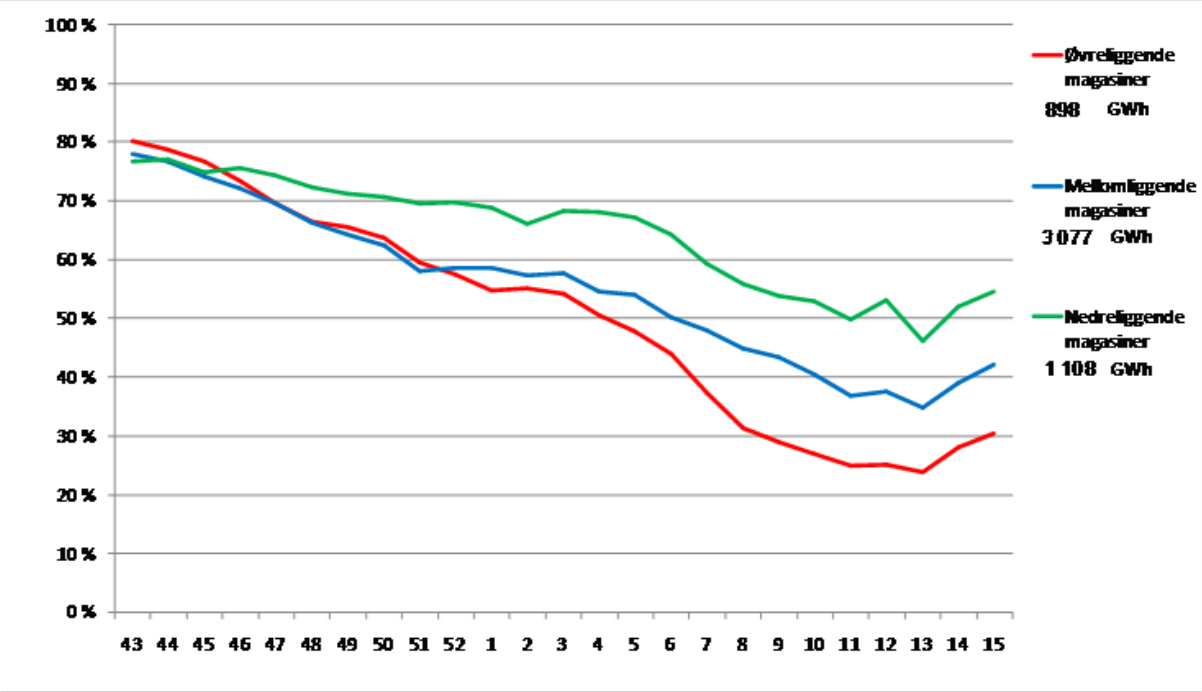
I figurene under ser vi utviklingen gjennom vinteren i de tre definerte gruppene av magasiner. Vi har valgt å utelate Storglomvatn for å få et mest mulig korrekt bilde. Flerårsmagasinene hadde lavest fylling ved inngangen til vinteren. Dette er ofte magasiner som tar lang tid å tømme. Med tanke på å ha muligheten til å utnytte mesteparten av vannet er det positivt at disse magasinene har lavest fylling ved inngangen til en vinter. Sesongmagasinene starter høyere enn flerårsmagasinene, men synker raskere og kommer like langt ned som flerårsmagasinene. Sesongmagasinene har i et normalår høyere tilsig enn magasinkapasitet. Dette fører til at de er lettere å fylle opp enn flerårsmagasinene. For å minimere risikoen for spill av vann kan det derfor lønne seg å kjøre sesongmagasinene langt ned om våren.

Figur 3.5 Utviklingen i vannmagasinene i Norge fordelt på flerårs-, sesong- og dagsmagasin



De definerte dagsmagasinene starter høyest og er de magasinene som synker saktest. Ettersom denne typen magasiner kan fylles raskt opp, vil de være mindre avhengig av hvor i sesongen man befinner seg. Splitter vi opp dagsmagasinene i hvor i vassdraget de befinner seg, ser vi at jo høyere i vassdraget dagsmagasinet ligger desto større nedgang har fyllingen i løpet av vinteren. Dette kan forklares med at dagsmagasin som ligger langt opp i vassdraget i mindre grad er avhengig av overliggende magasiner og kraftverk, og dermed har mulighet til å kjøre seg tomme i løpet av vinteren. Lengre ned i kjeden vil fyllingsgraden i stor grad styres av produksjonen i høyereliggende kraftverk.

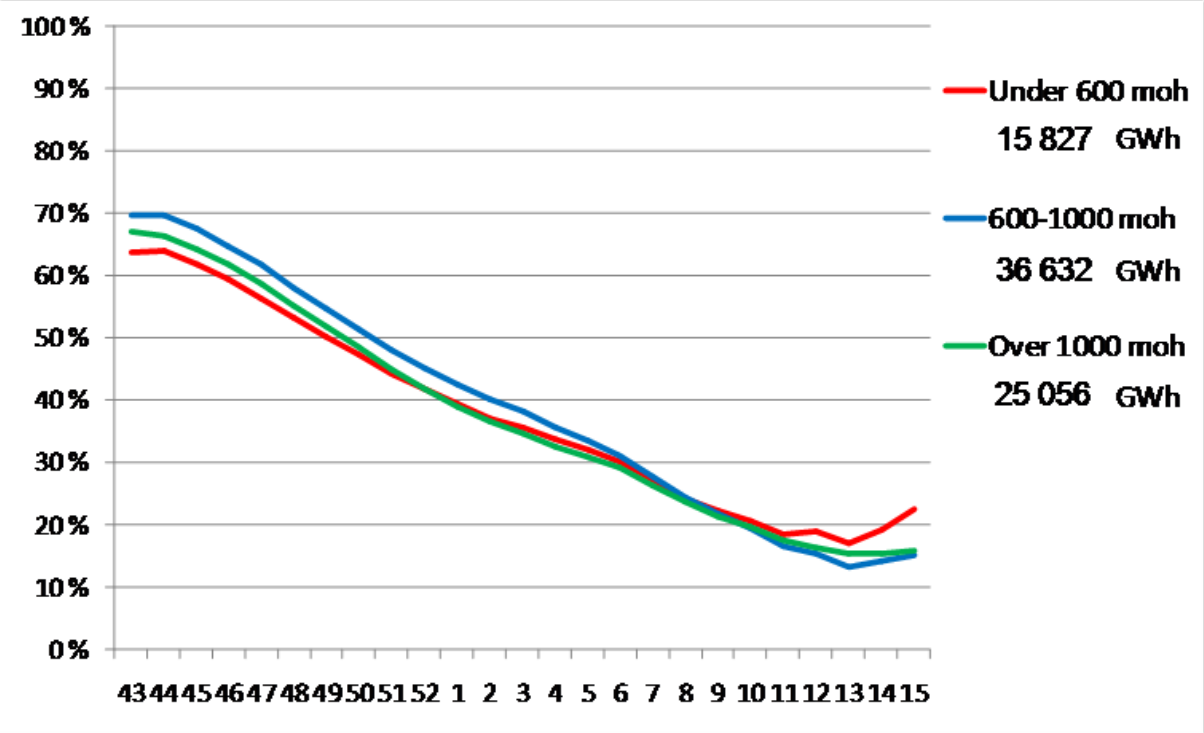
Figur 3.6 Utviklingen i dagsmagasiner fordelt etter hvor i vassdraget de ligger



3.3 Ulike høydemeter

Videre kan magasinene klassifiseres etter hvor høyt over havet de befinner seg. Vi har tatt utgangspunkt i høyde over havet til høyeste regulerte vannstand (HRV) til magasinene. Figuren under viser magasinfyllingen der magasinene er splittet i tre grupper avhengig av hvor høyt over havet de ligger. Også her har vi valgt å ta ut Storglomvatn fra utvalget.

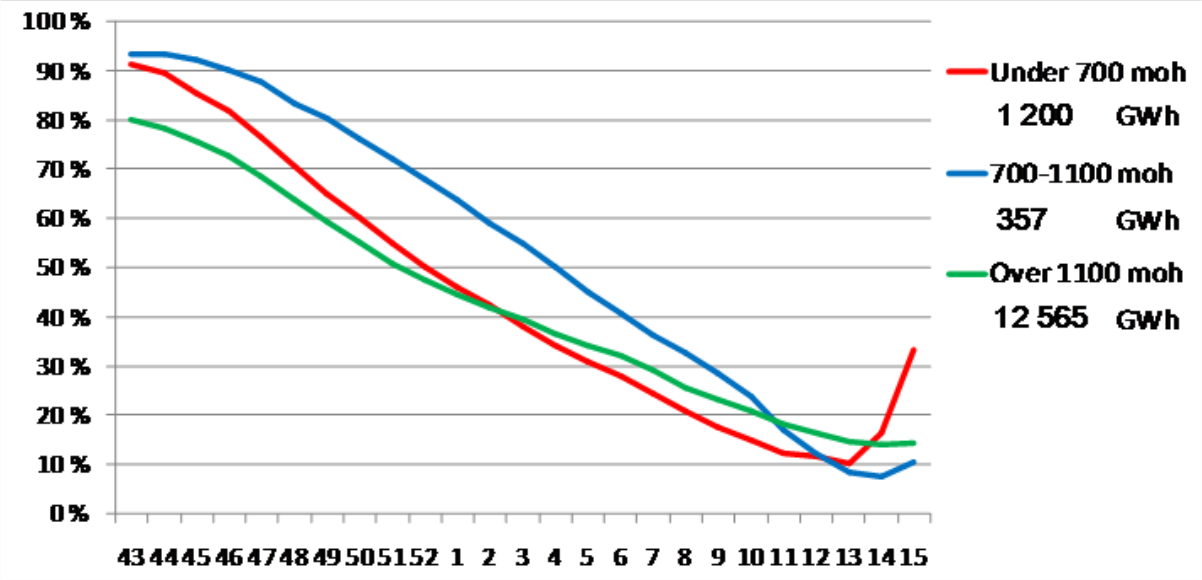
Figur 3.7 Utviklingen i magasinene fordelt etter hvor høyt de ligger over havet



Vi ser at det er liten forskjell mellom magasinfyllingen ved ulike høydemeter for landet som helhet. De lavereliggende magasinene synker naturligvis saktere siste halvdel av vinteren, ettersom snøsmeltingen starter tidligere desto lavere magasinene ligger.

I noen av prisområdene har det vært større differanse i magasinfyllingen avhengig av hvor høyt magasinene er plassert. Figur 3.8 viser utviklingen ved forskjellige høydemeter i Øst-Norge (NO1). Vi ser at ved inngangen til vinteren var magasin i lavereliggende strøk nær fulle, mens det var betydelig mindre i høyereliggende strøk. Samme tendens så vi i Midt-Norge (NO3) og Sørvest-Norge (NO1), selv om de lavereliggende magasinene ikke hadde like høy fylling i disse områdene. Bakgrunnen for forskjellen skyldes blant annet lite snø i høyereliggende strøk vinteren 2009/2010. I løpet av vinteren ble lavereliggende magasiner tømt raskere enn magasinene oppe i fjellet, og hadde i noen uker før de begynte å stige lavere fylling enn magasinene i høyereliggende strøk.

Figur 3.8 Magasinene i NO1 fordelt etter hvor høyt de ligger over havet



4 Driftsforhold og forsyningssikkerhet

Dette kapittelet tar for seg forhold av betydning for driften av kraftsystemet og forsyningssikkerheten i vinter. Det som skiller seg særlig ut denne vinteren i forhold til andre vintre, er de mange kritiske feilhendelsene vi hadde, hovedsakelig i sentralnettsanlegg. Flere av feilene medførte avbrudd for mange nettkunder, i tillegg til betydelig risiko for enda mer omfattende mørkelegging av store områder om enda en feil skulle oppstå. Store regioner ble driftet på N-0 som følge av langvarige feil, og det intakte nettet ble driftet opp mot kapasitetsbegrensingene for å redusere avbrudd. Dette er nærmere beskrevet i eget underkapittel.

Områder som opplevde lengre perioder med redusert driftssikkerhet som følge av N-0 forsyning var blant annet:

- Stavangerområdet
- Bergensområdet
- Kristiansandsområdet
- SFE-området
- Nord-Norge, nord for Ofoten

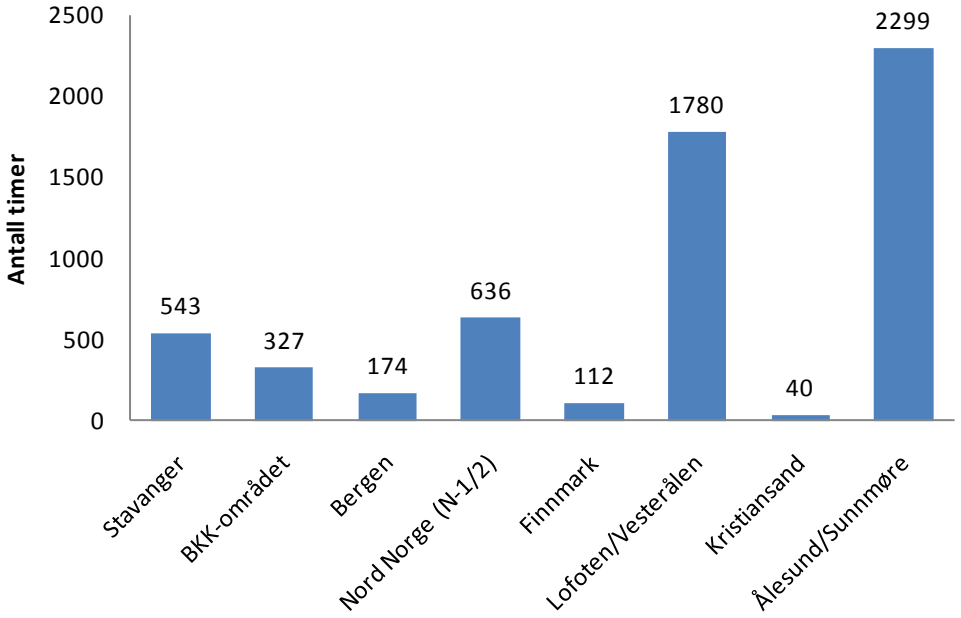
I Nord-Norge medførte feilhendelser på linjer som inngår i Ofotensnittet at det måtte gjennomføres sonevis utkobling i noen perioder. Dette er nærmere beskrevet senere. Kjeler ble koblet ut i Bergensområdet, SFE-området og nord for Ofoten, for å lette kraftflyten inn til områdene. Det er få kjeler å koble ut i Stavangerområdet og Kristiansandsområdet.

I tillegg til disse områdene var det flere mindre regionale områder hvor lav produksjon førte til lokale driftsmessige problemer, spesielt på Vestlandet og i Midt Norge (Høyanger, Fosen, Odda, Orkdal, Ørskog). I Vest-Agder måtte 110 kV – nettet deles opp i radialer for å håndtere stort underskudd av kraft. I tillegg så Agder Energi seg nødt til å tilpasse produksjonen i regionalnettet etter forholdene i nettet.

På grunn av lav transformeringskapasitet mellom regional- og sentralnettet og høy last i regionalnettet, kombinert med lave magasinnivå for vannkraftverkene tilknyttet regionalnettet, bestemte Agder Energi seg for å redusere produksjonen i Mandalsvassdraget, for å sikre at det var nok produksjonsstøtte gjennom vinteren. Agder Energi gikk derfor ut med en markedsmelding hvor de varslet om at de i snitt ville produsere rundt 90 MW inntil den hydrologiske situasjonen bedret seg. Installert kapasitet i Mandalsvassdraget er rundt 260 MW. Agder Energi meldte ifra om dette 14.12.10, og meldingen opphørte 05.02.11, som følge av økt tilsig.

Figur 4.1 viser oversikt over N-0 eller N-1/2 drift for de viktigste snittene i sentralnettet, for perioden jan-apr 2011. Tallene er beregnet av Statnett. For en beskrivelse av disse snittene og om det er N-0 eller N-1/2 som er presentert, vises det til rapport om dette på Statnetts hjemmeside: Områder med redusert driftssikkerhet i Sentralnettet. Denne rapporten viser også statistikk fra tidligere år. For Nord-Norge er det i Statnetts notat vist statistikk både for N-0 og N-1/2 – drift. Vi har kun ført opp statistikk for N-1/2 drift her.

Figur 4.1: N-0 eller N-1/2 drift for utvalgte snitt, for perioden jan-apr 2011. Kilde: Statnett

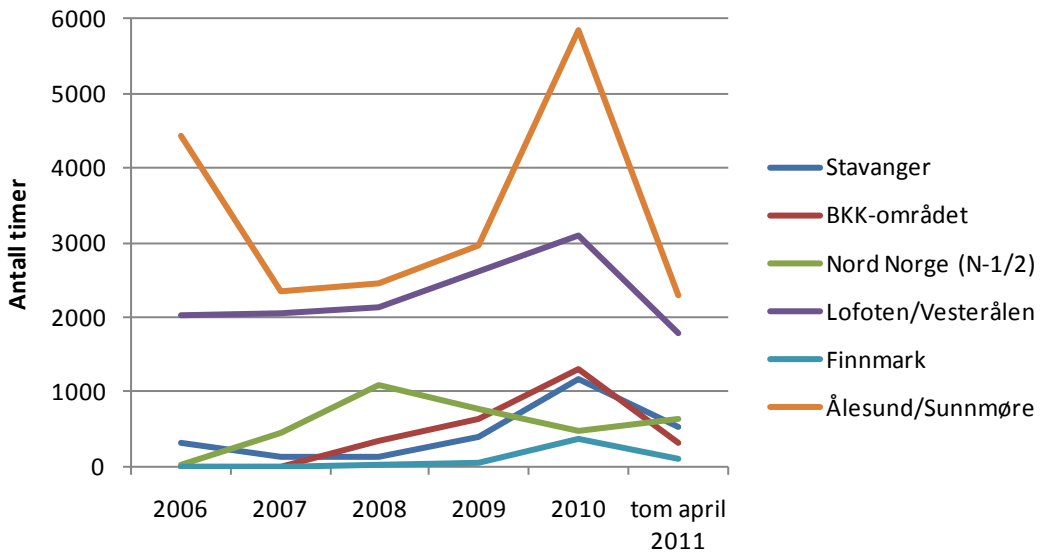


Det er stor forskjell i sannsynlighet for feil og konsekvens av en feil for de forskjellige områdene. Det vises til Statnetts rapport for en nærmere beskrivelse av dette.

Figur 4.2 viser utviklingen i N-0 eller N-1/2 drift for noen utvalgte snitt. Det bemerkes at det for år 2011 kun er for de 4 første månedene. Sammenlignet med 2010 peker ikke den første delen av 2011 seg ut som et år med spesielt mye brudd på N-1 grensen for driften av nettet. 2010 var imidlertid et år med lange kuldeperioder og høyt forbruk, både tidlig og sent på året. Det var flere kulderekorder som ble slått. Dette førte til uvanlig mye brudd på N-1- grensen, og en markant topp for de fleste områdene dette året.

Om en ser bort i fra ekstremåret 2010 ser en at flere av områdene nærmer seg eller alt har gått forbi toppverdier notert de andre årene. 2011 ser derfor foreløpig ut til å bli et år med relativt mange brudd på N-1 drift sammenlignet med andre år. Dette avhenger i stor grad av hvor kaldt det blir de siste månedene i dette året.

Figur 4.2: N-0 eller N-1/2 drift for utvalgte snitt. Obs! For 2011 kun tom april 2011. Kilde: Statnett



4.1 Større feilhendelser i kraftsystemet

Tabell 4.1 Større feilhendelser i kraftsystemet vinteren 2010/2011 viser en oversikt over innrapporterte feilhendelser i vinter som medførte avbrudd for flere enn 10 000 kunder. I tillegg er feilhendelsene på Ofoten – Kvandal ført opp. Dette var feil som førte til langvarig redusert driftssikkerhet for sluttbrukere nord for Ofoten.

Antall berørte kunder og avbruddsvarighet for de enkelte kundene varierer under hvert avbrudd. For antall berørte kunder har vi brukt hvor mange kunder som er blitt berørt under hele hendelsen. For varighet er det brukt hvor lang tid det har tatt til forsyningen er tilbake og har en driftssikkerhet som er tilnærmet det den var før hendelsen. Hendelsene i Frogner og Ofoten-Kvandal er spesielle, og er beskrevet som egne punkt under.

For de fleste hendelsene var ikke avbruddsvarigheten for kundene like lenge som utfallstiden på de feilbefengte komponentene, og i de fleste tilfellene ble kundene gradvis koblet inn ettersom en bygde opp nettet igjen eller sonevis innkoblet under avbruddet. De måtte allikevel leve med redusert forsyningssikkerhet under reparasjonstiden. Ved flere hendelser var det en betydelig økt risiko for at følgefeil eller samtidig feil på andre komponenter i samme tidsrom kunne ført til omfattende mørkelegging av til dels store områder.

De fleste av disse feilene skyldes enkelthendelser, men i enkelte tilfeller har hendelsene medført at flere komponenter har falt ut (altså en hendelse, men utfall av flere komponenter enn en vanligvis dimensjonerer nettet for på sentralnettsnivå, som er utfall av en komponent: N-1-prinsippet). Like fullt viser feilene at vi er utsatt for betydelige avbrudd som følge av enkelthendelser i nettet.

At flere av de hendelsene som er listet opp ovenfor kan medføre store avbrudd, har vært kjent i lengre tid. At driftssikkerheten i Nord-Norge, nord for Ofoten og ut mot Lofoten i perioder er lav, er noe som er beskrevet tidligere. Det eksisterer planer for å utbedre disse punktene, men det vil ta flere år før disse kan realiseres.

Det er et behov for å undersøke om dagens direkte reguleringer sikrer en god nok forsyningssikkerhet både på kort og lang sikt. Er hendelsene i vinter indirekte utløst som følge av mangler ved reguleringen av nettselskapene, og er slike hendelser noe vi bør akseptere/ikke akseptere?

NVE vil nedsette ei gruppe som skal vurdere om det vil være hensiktsmessig å innføre andre krav til forsyningssikkerhet, utover det som allerede eksisterer.

Tabell 4.1 Større feilhendelser i kraftsystemet vinteren 2010/2011

Dato	Sted	Selskap (er)	Type hend-else	Hva skjedde	Hvor man-ge ram-met	Leng de på av-brudd
16.12. 2010	Hasle transfor-mator-stasjon	Statnett SF	Teknisk feil + menne skelig svikt	Diff.vernet løste ut på grunn av at en av de omkoblbare strømtransformatorene var feilkoblet.	36.000	Ca 50 min
7.2.2011	Geilo	Hallingdal Kraftnett AS	Teknisk svikt	Spenningsdipp i sentralnett medførte bryterfall.	10.000	1-2 timer
25.1.2011	Frogner transfor-mator-stasjon	Statnett SF + Hafslund	Teknisk feil + menne-skelig-svikt	Graveskade på kabel medførte at 3 av Statnetts transformatorer i Minne og Frogner falt, med følge av at 16 transformatorstasjoner til Hafslund ble spenningsløse og 3 kraftverk i Glomma falt ut.	57.000	Ca 2 timer
26.1.2011	Frogner transfor-mator-stasjon	Hafslund	Teknisk feil + menne-skelig svikt	På natten falt transformatorene til Statnett ut i Frogner pga av feil på en kabelmuffe som følge av jordfeilen tidligere på dagen. Perioder med roterende utkoblinger av kunder.	30.000	Ca 1,5 timer
28.1.2011	Ofoten-Kvandal -Sildvik	Statnett SF	Natur-gitt skade	Sterk ising på 420kV Ofoten-Kvandal og 132kV Kvandal-Sildvik, kombinert med sterke vindkast førte til brudd i toppliner på 420kV med fase-jord-feil og fasesammenslag på 132 kV. Perioder med roterende utkoblinger av kunder.	<10.000	1,5 døgn
16.2.2011	Ofoten Kvandal	Statnett SF	Natur-gitt skade	420kV Ofoten-Kvandal; Fasebrudd i den ene linen i duplex. Ledningen har vært utsatt for sterk ising kombinert med vind og galloppering i nærliggende område i slutten av januar. Perioder med roterende utkoblinger av kunder.	<10.000	Ca 29 timer
26.2.2011	Hasle transfor mator-stasjon	Statnett SF	Menne-skelig svikt	Brytersvikt på begge 420 kV samleskinner som følge av gjenglemte lasker i forbindelse med ombygging av transformatorstasjonen.	73.000	1 time 36 min
1.3.2011	Minne transfor mator-stasjon	Statnett SF	Teknisk svikt	Havarert endeavslutning på kabel på 66 kV siden. 300/66 kV transformator i Minne falt for differensialvern.	26.000	30 min
2.3.2011	Kvandal - Kanstad botn	Statnett SF	Teknisk svikt	Kortslutning på en 132 kV ledning og feilutløst effektbryter.	23.000	1 time 20 min

Under følger en beskrivelse av de viktigste feilhendelsene

4.2 Hasle transformatorstasjon

Klokken 07.36 den 16.12.2010 oppstod det en feil i Hasle transformatorstasjon som førte til at store deler av Sarpsborg og Fredrikstad-området mistet strømmen. En av de omkoblbare strømtransformatorene var feilkoblet. Statnett fikk rettet feilen innen en time, og klokken 08.20 hadde alle i Østfold fått strømmen tilbake.

Den 26.2.11 oppstod det på ny en feil i Hasle, delvis pga av menneskelig feil. Hele Østfold minus Halden var fra kl 1200 og i ca 1,5 timer uten strøm som følge av snø som falt ned fra en overhengende kraftledning ned på en 420 kV samleskinne i Hasle transformatorstasjon. Dette forårsaket kortslutning. Kortslutningen skulle normalt vært håndtert uten at forbrukere merket den. En feil i kontrollanlegget på stasjonen gjorde at denne kortslutningen ikke ble håndtert på riktig måte, på grunn av en gjenglemt lask på samleskinnene.

Begge hendelsene hadde menneskelig svikt som delvis årsak, og skjedde i forbindelse med ombygging av transformatorstasjonen.

4.3 Frogner transformatorstasjon

Gardermoen og forbrukere i store deler av Romerike mistet 25.1. kl. 15.23 strømmen som følge av en graveskade på en kabel som Hafslund eier mellom Gran og Gardermoen. Forsyningen ble gradvis koblet inn igjen og alle forbrukerne hadde strømmen tilbake ca kl 16.20. En av transformatorene i Frogner transformatorstasjon totalhavarerte som følge av hendelsen.

I løpet av natt til 26.1. falt enda en av de tre transformatorene i Statnetts stasjon på Frogner utenfor Oslo ut av drift. Skadene hadde sammenheng med strømbruddet på Romerike dagen før. Feilen førte til at Statnett ikke hadde kapasitet til å dekke hele behovet for strøm til Hafslunds kunder på Romerike når morgenlasten var høy. Kapasiteten i den ene transformatoren som var i drift, var for liten når forbruket steg utover formiddagen. Dermed ble det gjennomført roterende sonevis utkobling av forbruket.

Hele Romerike fikk strømmen tilbake klokka 13.30. Da hadde Statnett gjennomført reparasjoner som gjorde det mulig å koble inn to av de tre transformatorene i Frogner stasjon med redusert kapasitet. Arbeid ble gjennomført på de to transformatorene også de påfølgende dagene, mens forbruket var lavt nok til at en av dem kunne være ute av drift.

Situasjonen var svært sårbar i disse dagene, ettersom den tredje transformatoren i Frogner transformatorstasjon var så sterkt skadet at den måtte demonteres og transporteres til fabrikk. Driften av kraftnettet på Romerike hadde derfor i en periode ikke normale reserver mot nye feilsituasjoner. Forbrukerne ble oppfordret til å spare strøm og bidra til å redusere belastningen på nettanleggene.

Statnett har bedt om utsatt frist til å uttale seg om saken.

4.4 Ofoten - Kvandal

Om natten 28. januar oppstod det feil på ledningen Ofoten – Kvandal og 132 kV-linjen Kvandal – Sildvik noen timer senere. Sterk ising på de to parallelle ledningene 420 kV Ofoten-Kvandal og 132 kV Kvandal-Sildvik, kombinert med sterke vindkast, førte til brudd i toppliner på 420 kV-linja og fasesammenslag på 132 kV-linja.

Det var dermed ikke mulig å overføre tilstrekkelig kraft sør fra Ofoten til Tromsø. Troms Kraft koblet i morgentimene ut strømmen for deler av Tromsøs befolkning og deler av Alta by. Finnfjord smelteverk hadde også redusert strømforsyning i morgentimene.

Rundt klokka halv åtte den 29.01.2011 økte Statkraft sin produksjon i to kraftverk i Ofotenområdet, samtidig som Troms Kraft økte den lokale kraftproduksjonen. Dermed ble det etter hvert mulig å dekke behovet for strøm i Troms igjen. Troms Kraft startet trinnvis innkobling av sine kunder, men hadde noen lokale problemer.

Melkøya fikk midlertidig dispensasjon for å levere strøm ut på nettet, slik at Statnett kunne beordre produksjon her for å dekke alminnelig forbruk i området dersom kraftsituasjonen i Nord-Norge ble forverret. Det ble ikke nødvendig.

Så lenge Ofoten - Kvandal lå ute var det N-0 drift nord for Ofoten. Enkeltfeil ville kunne mørklegge hele området nord for Ofoten, og gjenoppretting av forsyningen vil i en slik situasjon kunne ta lang tid. Det var meget kaldt i området og høyt forbruk, og det var i visse perioder ikke nok produksjons- og importkapasitet til å dekke hele forbruket i området. Med hensyn til gjeldende værforhold med sterk kulde og varierende vind ville større utfall kunne gi betydelig samfunnsmessige konsekvenser, herunder for liv og helse.

Morgenen den 16. februar falt 420 kV linjen Ofoten - Kvandal ut igjen, som følge av brudd på en av fasene. Ledningen hadde vært utsatt for sterk ising kombinert med vind og galoppering i nærliggende område under hendelsen beskrevet over, og var derfor en feil som følge av uværet i slutten av januar.

Dette medførte umiddelbart at alt forbruk (ca 90 MW) i Finnfjord Smelteverk gikk ut på belastningsfrakobling. Forbruk på om lag 60 MW ble etter en stund koblet inn igjen. 30 MW forble utkoblet i Finnfjord smelteverk da dette var anmeldt for utkobling i regulerkraftmarkedet. All produksjon i området ble oppregulert.

Senere på dagen ble det meldt om høyt oljetrykk i en kabel som inngår i forbindelsen Skjomen-Narvik. Statnett måtte redusere belastningen på denne forbindelsen for å få stabilisert trykket. Dette gjorde situasjonen i området ytterligere anstrengt.

I likhet med forrige hendelse den 28. januar var det meget kaldt i området og høyt forbruk, og det var i visse perioder ikke nok produksjons- og importkapasitet til å dekke hele forbruket i området. Så lenge Ofoten - Kvandal lå ute var det N-0 drift nord for Ofoten og gjenoppretting av forsyningen ved feil ville kunne ta lang tid. Et større utfall ville kunne gi betydelig samfunnsmessige konsekvenser.

All produksjon ble som nevnt oppregulert, og Melkøya gasskraftverk fikk igjen dispensasjon fra utslippstillatelsen til å levere kraft på nettet. Denne gang ble det benyttet,

og Melkøya leverte opp mot 30 MW ut på nettet som følge av pålagt oppregulering fra Statnett. Dette var et viktig bidrag for toppbelastningen i området da.

På morgenen den 17. februar ga Statnett ordre til de lokale nettselskapene om å redusere forbruket med 20 prosent i en time. Følgende e-verk ble berørt:

- Hålogaland Kraft: 20 MW
- Narvik Energi: 10 MW
- Andøy Energi: 4 MW
- Trollfjord Kraft: 3,5 MW

Feilen på linjen Ofoten – Kvandal ble midlertidig reparert og idriftsatt utpå dagen den 17. februar. Det var etter det ikke behov for regulering av forbruk eller produksjon. Det var imidlertid overhengende fare for at den midlertidige reparasjonen kunne føre til nye feil på linjen utover resten av vinteren.

DEL II: NVEs prognosearbeid

5 Prognosearbeid med Samkjøringsmodellen i NVE

Analyseseksjonen i NVE foretar regelmessig prognoser med Samkjøringsmodellen. Hvor ofte det utarbeides prognosenotater avhenger av kraftsituasjonen. Vinteren 2010/2011 ble det utarbeidet et prognosenotat hver uke.

Hovedformålet med analysene er å få en indikasjon på framtidig kraftsituasjon på elspotområde- og regionalnivå gitt den aktuelle kraftsituasjonen. NVE bruker disse analysene som et supplement til andre offentlige prognoser. Seksjonen jobber kontinuerlig med oppdateringer av modellen og forbedringer av inndata og resultatuttak.

NVE sitter i styringsgruppen for ulike fellesprosjekter mht. utvikling av Samkjøringsmodellen. Utviklingen er i regi av Sintef Energiforskning som eier og har utviklet modellen. NVE støtter flere av utviklingsprosjektene.

5.1 Modellapparat – Samkjøringsmodellen

Samkjøringsmodellen har hovedfokus på vannkraft med detaljert modellering av vannkraftproduksjon på kraftverksnivå. I NVEs versjon av Samkjøringsmodellen beskrives det nordiske fysiske kraftmarkedet med produksjonsenheter, forbruk og utveksling i og mellom de ulike geografiske områdene i modellen. Norge er delt i 13 områder, Sverige og Danmark i to, og Finland er et område. Stokastisk programmering benyttes til å beregne vannverdier. Vannverdiene gir en strategi for hvordan vannkraften i delområdene skal disponeres over tid.

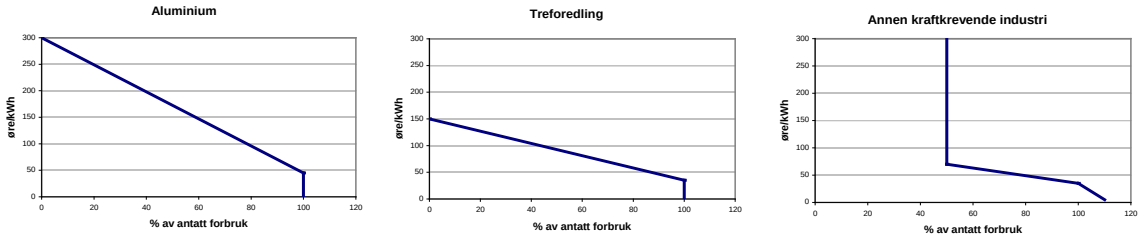
Nedbør og tilsig til vannkraftmagasinene i Norden varierer. Dermed varierer også vannkraftens produksjonsmuligheter og etterspørselen etter overføringskapasitet inn og ut av de vannkraftdominerte områdene i Norge og nordlige deler av Sverige. For å ta hensyn til denne variasjonen simuleres modellen med ulike tilsigsnivåer. I praksis er dette gjort ved å benytte tilsigene slik disse har vært i perioden 1962 - 2004. Modellen benytter 82 geografiske tilsigsserier for Norge.

Hvert tilsigssår som simuleres har tilhørende temperaturserier. Forbruket i alminnelig forsyning er temperaturavhengig og gitt den bestemte temperaturserien som ble realisert i det enkelte år. På denne måten definerer de historiske årene utfallsrommet for beregningene med hensyn til temperatur og vannkraftprodusentenes vanntilgang.

Norsk kraftetterspørsel er i hvert av modellenes delområder delt i tre hovedsektorer; alminnelig forsyning, kraftkrevende industri og elektrokjeler. Kraftkrevende industri er i aktuelle regioner delt i aluminium, treforedling og annen kraftkrevende industri, herunder produksjon av ferrolegeringer. Hver sektor har sin egen priselastisitet, men elastisitetene er de samme i alle delområder. I alminnelig forsyning er det antatt en priselastisitet på -0,05, se Johnsen og Lindh (2001). For elektrokjeler er det benyttet en priselastisitet på -0,1, mens det for kraftkrevende industri er lagt til grunn etterspørselsfunksjoner som vist i

Figur 5.1. Etterspørselsfunksjonene bygger på anslag for utkoblingspriser etter produkttype. For eksempel er ferrolegeringsindustrien antatt å redusere forbruket på lavere kraftprisnivåer enn aluminiumsindustrien.

Figur 5.1 Etterspørselsfunksjoner for kraftkrevende industri



Det nordiske kraftsystemet er tilknyttet Tyskland med overføringskabler fra Sverige og Danmark, og Nederland med kabel fra Norge. I modellen benyttes det eksogene priser for kontinentet (hovedsakelig tyske og nederlandske). Modellen utveksler kraft basert på forskjellen mellom endogene nordiske kraftpriser og eksogent fastsatte priser for resten av Nord-Europa. Hver uke deles inn i 5 tidsavsnitt.

Markedsløsningen i det nordiske kraftmarkedet påvirkes i stor grad av brenselspriser, ettersom disse utgjør hoveddelen av marginalkostnadene i termiske kraftverk. I kraftmarkedsprognosen benyttes terminpriser fra europeiske børser som anslag på fremtidige priser. Samkjøringsmodellen beskriver ikke prisdannelsen i kull-, olje-, naturgass- eller CO_2-markedene. I modellen er alle termiske kraftverk med høyere kapasitet enn 300 MW modellert individuelt. Resterende termisk produksjonskapasitet er modellert som grupper av produksjonskapasitet fordelt etter type kraftverk og brensel.

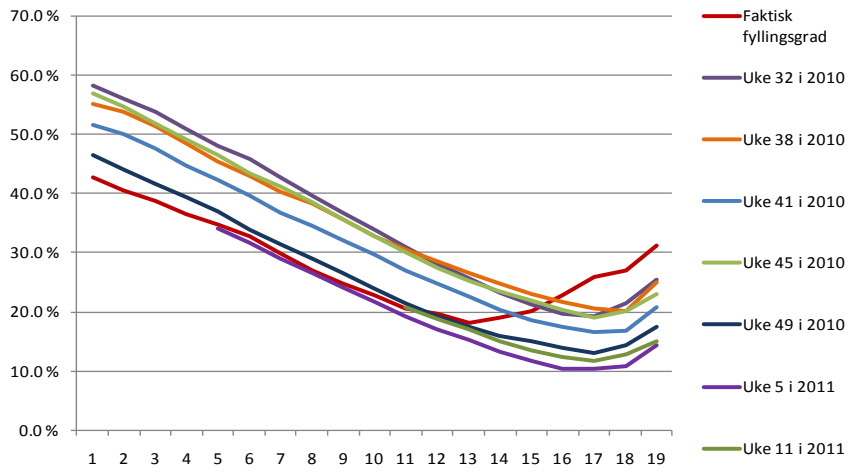
5.2 Prognoser med Samkjøringsmodellen - høst/vinter - 2010/2011

I modellen har hvert tilsigssår som simuleres tilhørende temperaturserier. Temperaturene på slutten av 2010 lå langt under normalen, og prognosene som ble utført før kuldeperioden ga et noe mer positivt bilde for vinteren 2010/2011 enn det som faktisk ble realisert. En svært kald november og desember i 2010 ga forbruk og produksjon langt over normalt, noe som bidro til en raskere nedtapping av magasinene enn normalt. Gjennomgående for prognosene utført tidlig høst i 2010 for våren 2011 var altså noe høyere magasinfylling i de to-tre første månedene i 2011 og noe lavere kraftpriser enn det som ble realisert. Dette gjaldt i alle de fem norske elspotområdene.

Prognoser utført på slutten av 2010 og i første kvartal 2011 traff forholdsvis godt på de magasinfyllingene som ble realisert vinter og tidlig vår 2011. Dette er naturlig da mer informasjon var kjent og analysehorisonten kortere. Det så ut til at Norge kom til å få den laveste magasinfyllingen som noen gang er målt før snøsmelting. Men vårkulminasjonen kom en måned før normalt, og fyllingsgraden ble ikke så lav som først antatt. Den tidlige snøsmeltingen bidro til at magasinfyllingen var på sitt lavest allerede i uke 13 (18,1 prosent), mens prognosene pekte i retning av en fyllingsgrad på mellom 10-15 prosent i uke 17, samt prise på 5-10 øre over de prisene som faktisk ble realisert.

Figur 5.2 viser magasinprognoser med NVEs versjon av Samkjøringsmodellen utført i et utvalg av uker i 2010 og i 2011. Eksempelvis vil "Uke 11 i 2011" bety at prognosen er utført i uke 11 i 2011, og vil derfor ikke ha verdier i grafen før i uke 11. Som nevnt under avsnittet *Modellapparat* kjører modellen dagens kraftsystem på 43 ulike værscenarier (1962-2004). Kurvene i figuren viser ulike magasinprognoser for et normalår, median 1970-1999. Vi ser i figuren at den faktiske fyllingsgraden har sitt laveste punkt i uke 13, mens prognosene har lavest fyllingsgrad rundt uke 17. Men med vårkulminasjon på samme tidspunkt som normalt pekte altså prognosene i retning av et historisk lavt magasinnivå.

Figur 5.2 Faktisk fyllingsgrad og prognoserte fyllingsgrader i utvalgte uker.

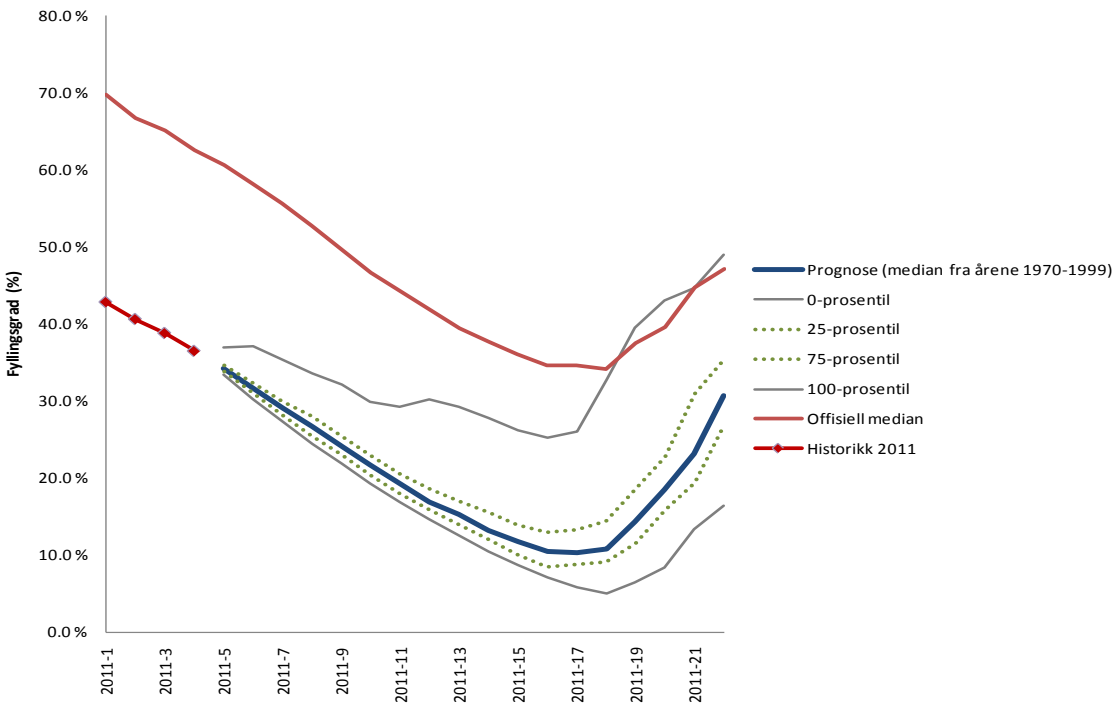


I figuren ser vi tendensene beskrevet overfor. Vi ser at de prognosene som er utført i uke 32, 38, 41 og 45, d.v.s. før en visste at november og desember ville bli rekordkalde, viser et noe mer positivt bilde for våren 2011.

Prognosene på samtlige elspotområdenivå viser de samme tendensene som prognosene for Norge som helhet. I prognosene starter snøsmeltingen og vårkulminasjonen som normalt, altså rundt uke 17. Vi kan se i samtlige figurer nedenfor at de prognoserte fyllingsgradene i uke 17 er lave, godt under det som faktisk ble målt som minimum.

Figur 5.3 viser prognosert norsk fyllingsgrad fra en prognose gjennomført i uke 5. I figuren er også de enkelte prosentiler lagt inn. Eksempelvis viser null-prosentilen det laveste magasinutfallet i perioden modellen kjøres på, 1962-2004. I denne prognosekjøringen var null-prosentilen nede i 5,0 prosent ved vårkulminasjon, en fyllingsgrad som kan diskuteres om faktisk er mulig. Det er lagt inn restriksjoner på enkeltmagasiner i modellen, men det kan tenkes at systemet er mindre fleksibelt i realiteten enn i modellen.

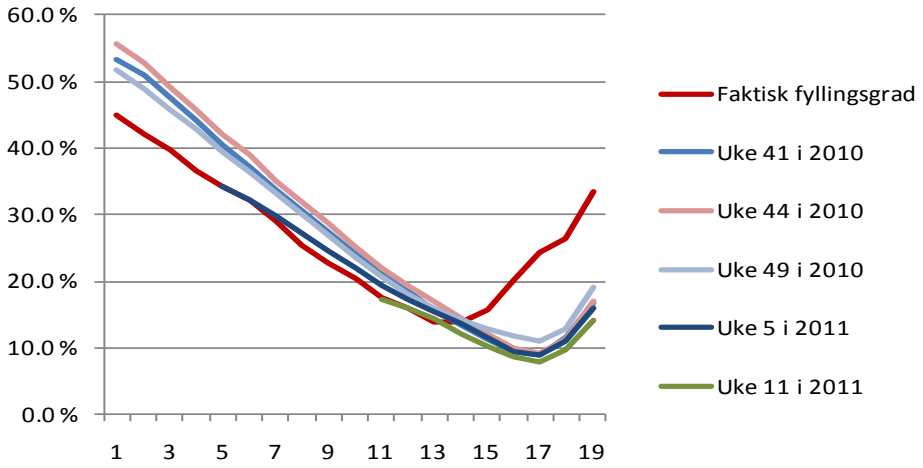
Figur 5.3 Magasinprognose utført i uke 5



5.2.1 Øst-Norge (NO1)

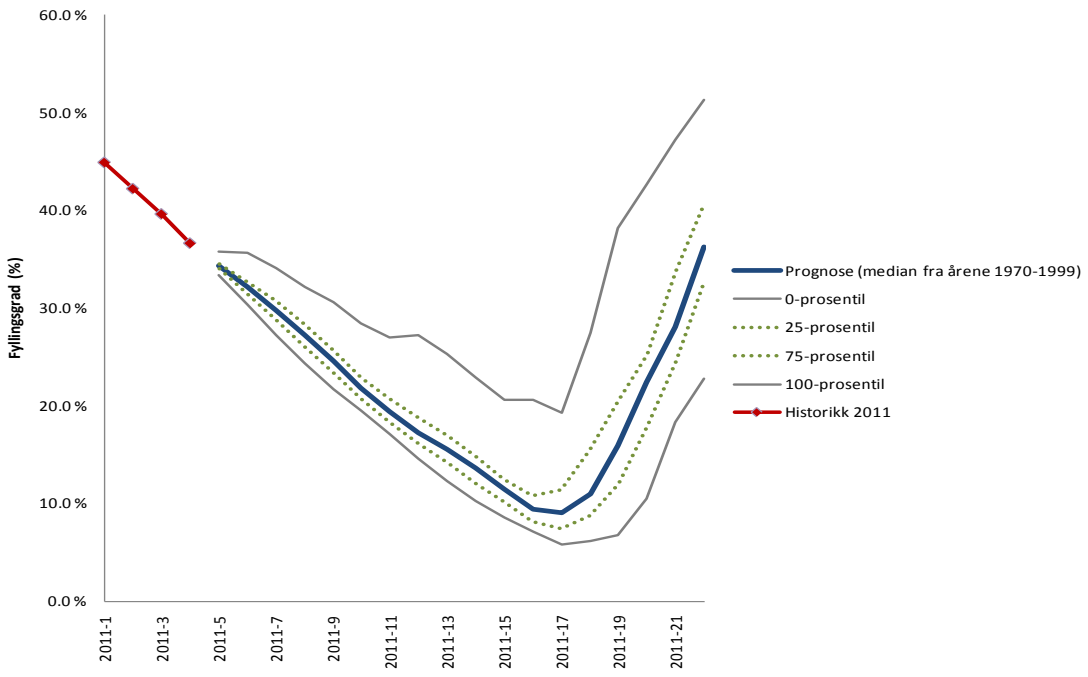
I Figur 5.4 ser vi prognoserte fyllingsgrader i Øst-Norge (NO1) i 2011. Prognosene er utført på ulike tidspunkt i 2010 og 2011. Prognosen som ble gjennomført i uke 49 i 2010 ga lavest fyllingsgrad i NO1 i uke 17 på 11 prosent, mens prognosen som ble gjennomført i uke 5 i 2011 ga lavest fyllingsgrad på 9 prosent i uke 17. Faktiske laveste fyllingsgrad i NO1 våren 2011 ble på 13,9 prosent i uke 13.

Figur 5.4 Faktisk fyllingsgrad og prognoserte fyllingsgrader i utvalgte uker i NO1



Figur 5.5 viser prognosert norsk fyllingsgrad fra en prognose gjennomført i uke 5 i NO1. I denne prognosekjøringen var null-prosentilen nede i 5,8 prosent ved vårkulminasjon.

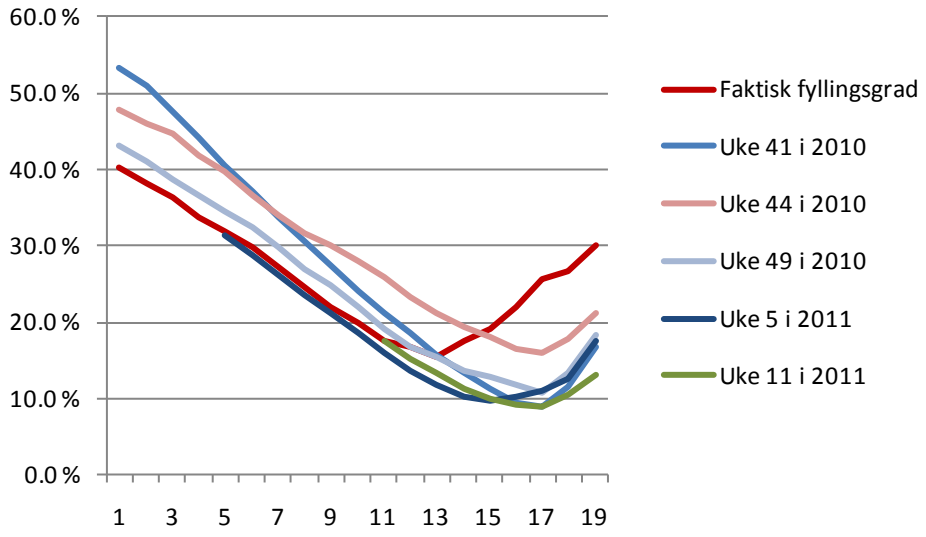
Figur 5.5 Prognosert fyllingsgrad i NO1, prognose utført i uke 5



5.2.2 Sør-Norge (NO2)

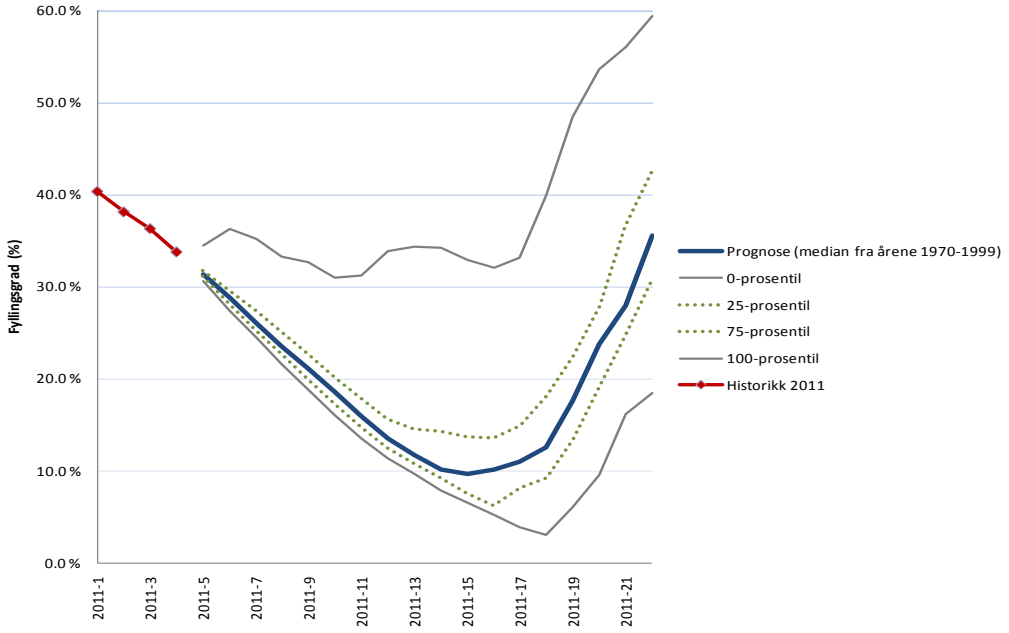
I Sør-Norge (NO2) ble den faktiske fyllingsgraden 15,4 prosent i uke 13. I uke 5 i 2011 var den prognoserte fyllingsgraden for dette området 9,7 prosent. Prognosert lavest fyllingsgrad våren 2011 utført i uke 44 i 2010 var 16 prosent ved utgangen av uke 17.

Figur 5.6 Faktisk fyllingsgrad og prognoserte fyllingsgrader i utvalgte uker i NO2



Figur 5.7 viser prognosert norsk fyllingsgrad fra en prognose gjennomført i uke 5 i NO2. I denne prognosekjøringen var null-prosentilen nede i 3,1 prosent ved vårkulminasjon.

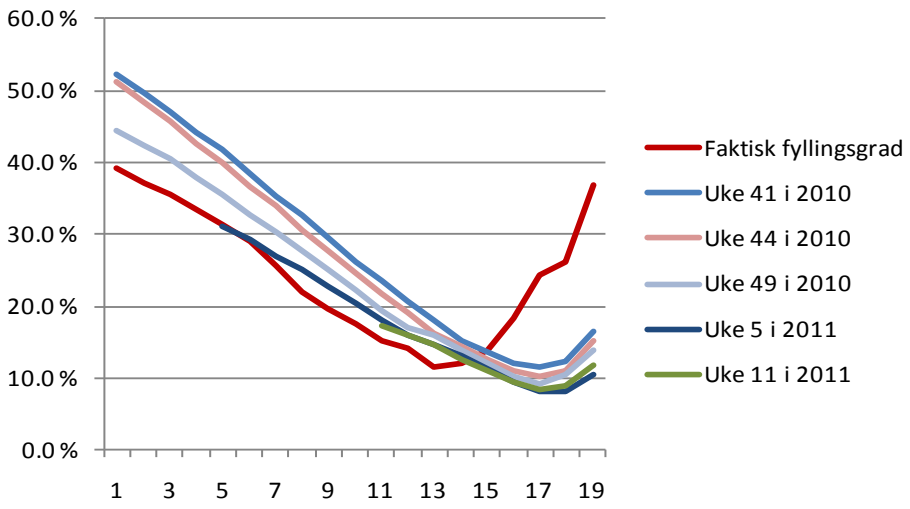
Figur 5.7 Prognosert fyllingsgrad i NO2, prognose utført i uke 5



5.2.3 Midt-Norge (NO3)

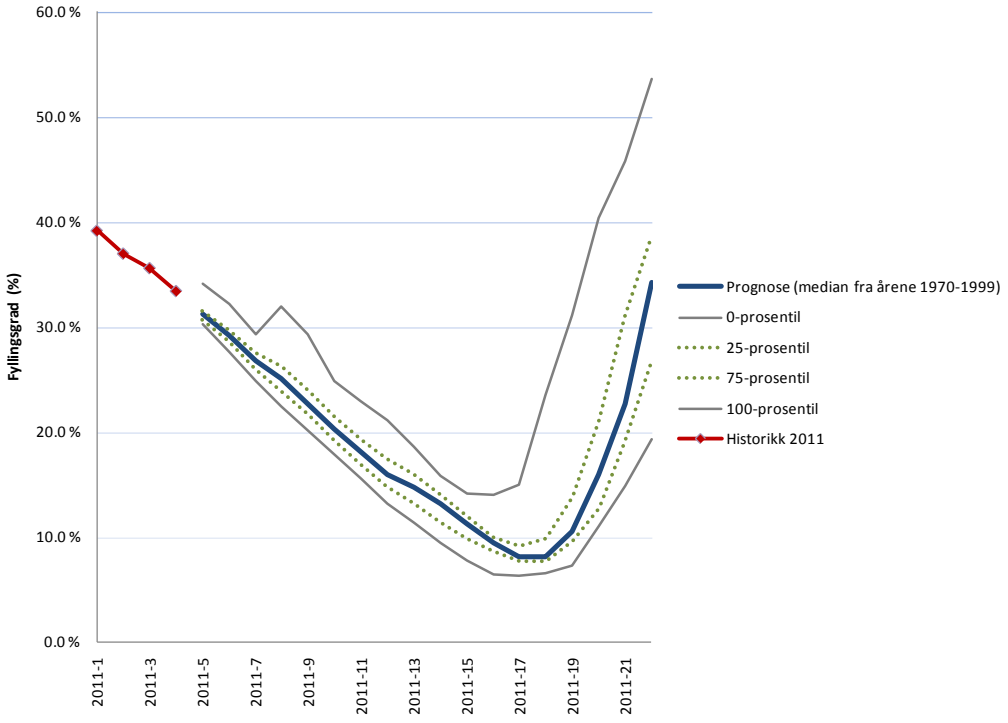
I Midt-Norge (NO3) ga prognosene utført i 2010 og 2011 fyllingsgrader helt ned i 8 prosent i uke 17. Faktiske laveste fyllingsgrad våren 2011 ble 11,6.

Figur 5.8 Faktisk fyllingsgrad og prognoserte fyllingsgrader i utvalgte uker i NO3



Figur 5.9 viser prognosert norsk fyllingsgrad fra en prognose gjennomført i uke 5 i NO3. I denne prognosekjøringen var null-prosentilen nede i 6,5 prosent ved vårkulminasjonen.

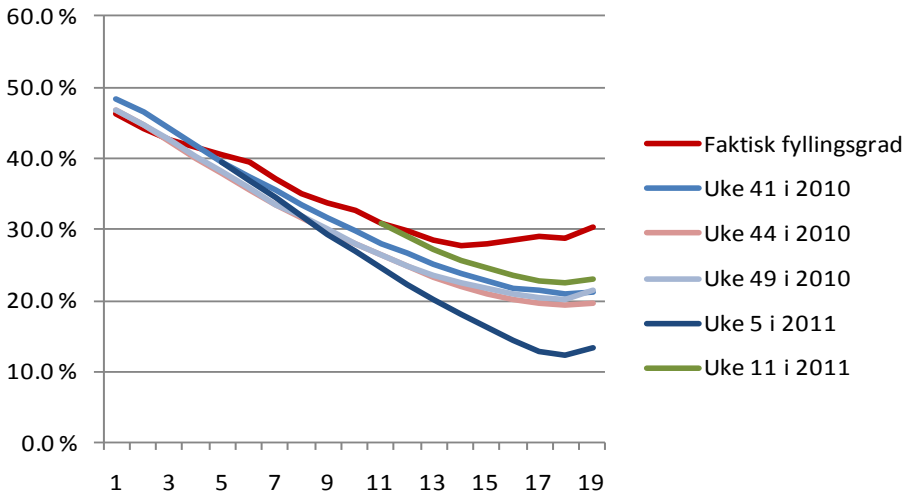
Figur 5.9 Prognosert fyllingsgrad i NO3, prognose utført i uke 5



5.2.4 Nord-Norge (NO4)

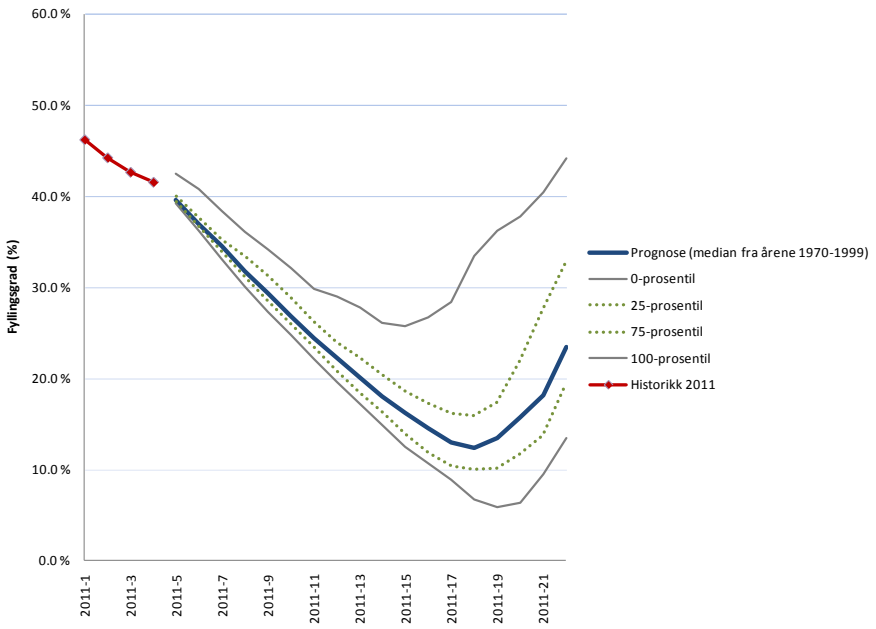
Prognosen utført i uke 5 i 2011 ga en svært lav fyllingsgrad i Nord-Norge (NO4) ved vårkulminasjonen. I denne prognosekjøringen lå Svartisen inne med full kapasitet. I prognosen utført i uke 11 i 2011 er halve kapasiteten til kraftverket tatt ut. Faktisk lavest fyllingsgrad var 27,8 prosent, en god del høyere enn det prognosene tilsa.

Figur 5.10 Faktisk fyllingsgrad og prognoserte fyllingsgrader i utvalgte uker i NO4



Figur 5.11 viser prognosert norsk fyllingsgrad fra en prognose gjennomført i uke 5 i NO4. I denne prognosekjøringen var null-prosentilen nede i 5,8 prosent ved vårkulminasjon.

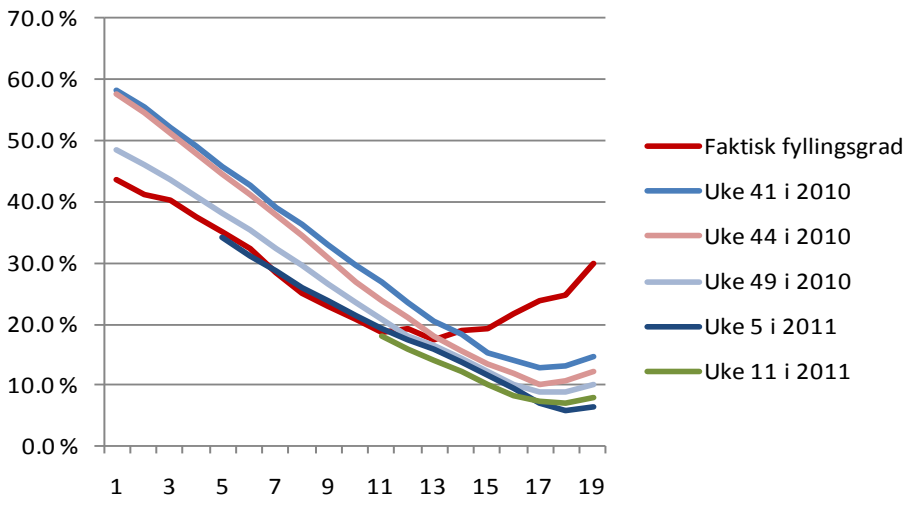
Figur 5.11 Prognosert fyllingsgrad i NO4, prognose utført i uke 5



5.2.5 Vest-Norge (NO5)

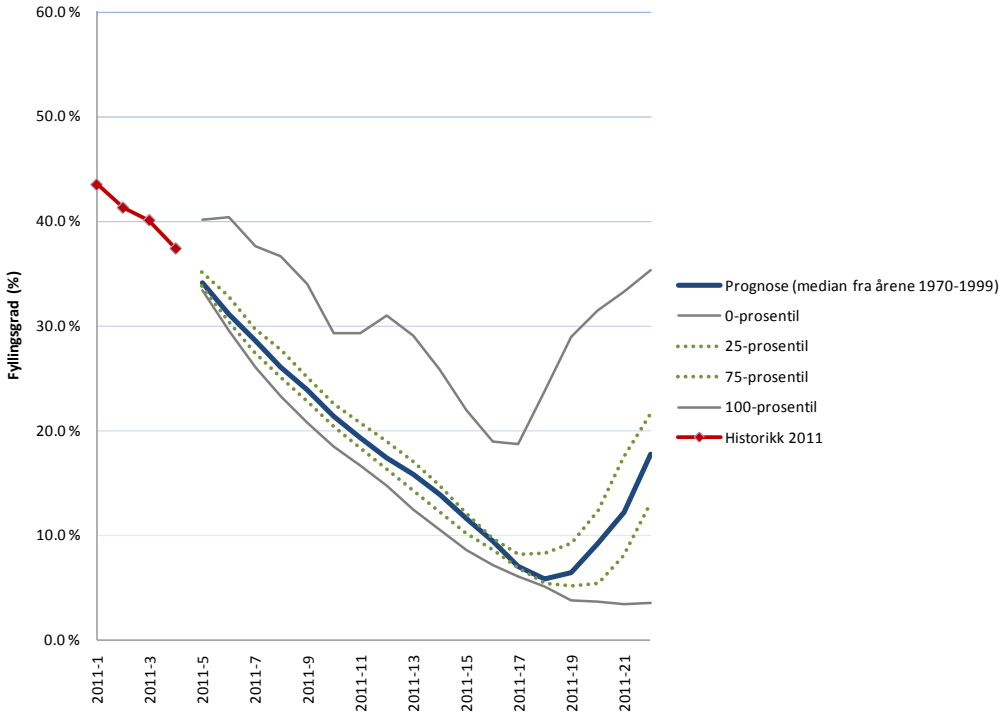
I Vest-Norge (NO5) viste prognosene fyllingsgrader helt ned i 6 prosent ved vårkulminasjon. Faktisk laveste fyllingsgrad ble 17,5 prosent i uke 13.

Figur 5.12 Faktisk fyllingsgrad og prognoserte fyllingsgrader i utvalgte uker i NO5



Figur 5.13 viser prognosert norsk fyllingsgrad fra en prognose gjennomført i uke 5 i NO5. I denne prognosekjøringen var null-prosentilen nede i 3,7 prosent ved vårkulminasjon.

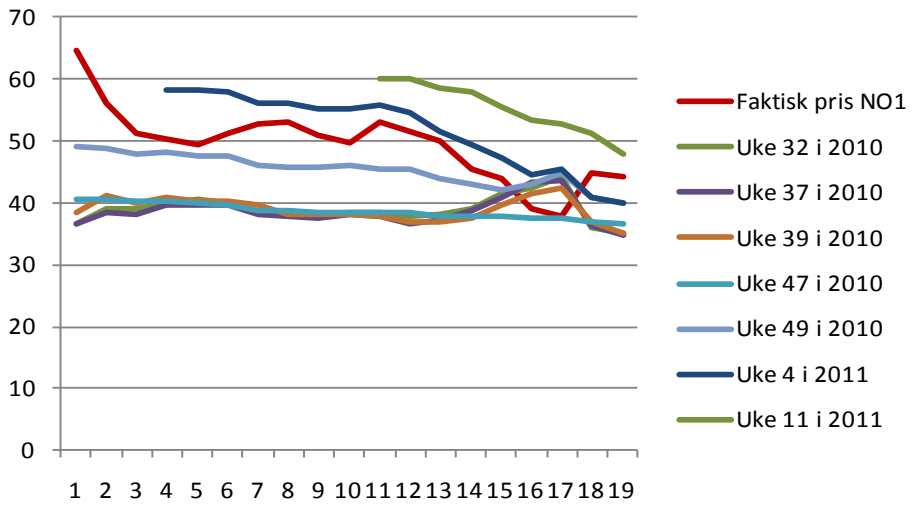
Figur 5.13 Prognosert fyllingsgrad i NO5, prognose utført i uke 5



5.2.6 Prognoserte priser (NO1)

Figur 5.14 viser realisert kraftpris i Sør-Norge (NO1) fra uke 1 til og med uke 19 i 2011 og prognoserte priser i et utvalg av uker i 2010 og i 2011. Figuren viser at i de prognosene som eksempelvis er utført i september 2010, uke 37 og 39, ga betydelig lavere priser enn prognosene som ble utført i 2011. Den samme tendensen som vi ser her i NO1 gjaldt i alle de norske elspotområdene.

Figur 5.14 Faktisk pris i NO1 og prognoserte priser i utvalgte uker



6 Beregninger med timemodell

Som et supplement til prognosene med Samkjøringsmodellen ønsket NVE å gjøre mer detaljerte beregninger med hensyn til hvor god ressurssituasjonen i magasinene var gitt fortsatt kaldt vintervær og lite tilsig. I denne sammenheng er det viktig å gjøre gode antagelser om overføringskapasitet inn til områder med knapphet. Utveksling og overføringskapasiteter varierer fra time til time. Vi valgte derfor å lage en regnearkmodell med timeoppløsning for de fem norske elspotområdene og Sverige. Hensikten var å beregne et konsistent scenario frem mot vårflom for de ulike elspotområdene gitt forventede overføringskapasiteter for hver time og antagelser om fortsatt høyt forbruk og lavt tilsig.

Beregningene baseres på antagelser om forbruk i de ulike elspotområdene, krav til sluttmagasin for en gitt sluttuke (uken før vårkulminasjon), termisk-/vindkraftproduksjon og overføringskapasiteter mellom elspotområdene. Modellen beregnes sekvensielt for de ulike områdene gitt magasinfyllingen ved inngangen til startuken for beregningsperioden. Beregningen for de første områdene blir bestemmende for utvekslingsmulighetene til de etterfølgende områdene. Det er således naturlig å starte med områdene hvor knappheten ventes å bli størst i en stram situasjon.

Resultatene fra modellen gir en indikasjon på i hvilken grad det er tilstrekkelige produksjonsressurser i hvert område til å dekke den antatte etterspørselen gitt importmulighetene inn til området. Det er imidlertid viktig å understreke at modellen ikke simulerer markedet og priseffekter på kraftforbruket er det ikke tatt høyde for.

Det var en utvikling i modellen utover i perioden med hensyn til hvilke forutsetninger som ble lagt til grunn samt måten modellen ble løst på. Under gis først en kort beskrivelse av forutsetningene. Deretter redegjøres det for resultatene av beregningene utover vinteren.

6.1 Forutsetninger

Vi har valgt å sette et krav om at magasinfyllingen ikke skal gå under 7 prosent i den siste uken i beregningsperioden for de ulike områdene. Vi mener at det er et rimelig krav å sette gitt at vi ikke ønsker å være for optimistisk med hensyn til hvor mye av magasinvannet som det er mulig å utnytte frem mot snøsmeltingen. Studier av detaljerte magasindata i de ulike områdene støtter dette.

Kraftverket Svartisen i elspotområde NO4 i Nord-Norge gikk ut av drift i slutten av januar og var venta å forbli ute til sommeren. Andelen av magasinfyllingen i NO4 som tilhørte Svartisen ble derfor trukket fra den totale magasinfyllingen i området. Kravet til minimum 7 prosent fyllingsgrad i øvrige magasiner i NO4 ved utgangen av beregningsperioden ble liggende fast.

6.1.1 Forbruk

Utgangspunktet for scenarioet er data for vinteren 2009/2010. Frem til 15. mars 2010 var det færre enn tre elspotområder i Sør-Norge. Det er antatt at totalforbruk i Sør-Norge i denne perioden er fordelt på NO1, NO2 og NO5 tilsvarende fordelingen i timene til uke 51 i 2010 (også en kald vinteruke).

Fra og med uke 10 (fra uke 12 i NO4) var det i hovedsak mildere enn normalt. For perioden uke 10 til 19 er av den grunn temperaturkorrigeringsmodellen benyttet til å korrigere forbruket opp til et nivå tilsvarende 2 grader under normalt. Ser man på historiske temperaturer for Oslo er det kun ett år siden 1957 som i snitt har vært kaldere enn det for perioden uke 10-19.

6.1.2 Tilsig

I utgangspunktet ble det benyttet samme tilsig som i 2010. For prognosen gjort i uke 11 endret vi tilsiget til året 1978. Dette ble gjort for å reflektere at kaldere vær enn normalt blir ledsaget av mindre tilsig enn normalt. For perioden fra uke 11 til og med uke 19 var det 5690 GWh tilsig. Det var bare ett år med lavere tilsig i perioden 1970-99 (minimum 5548 GWh). 1978 er et rimelig tilsigsår å velge siden det på dette tidspunktet var mye snø i lavereliggende strøk. Det ville etter alt å dømme gi tilsig før uke 19 selv om vi har antatt 2 grader kaldere vær enn normalt.

Tilsiget foreligger som ukedata for Norge som helhet. Vi har tall for andelen av normaltilsiget som tilfaller hvert magasin i elspotområdene. Den samlede andelen for hvert elspotområde multipliseres med de nasjonale tilsigstallene og fordeles flatt utover ukens timer.

6.1.3 Termisk- og vindkraftproduksjon

Norsk termisk- og vindkraftproduksjon ble basert på ukesdata for Nord Pool områdene. Beregningene var i utgangspunktet basert på tall for 2010, men ble etter hvert justert ut

fra den observerte produksjonen utover vinteren. Data for de fire Nord Pool områdene ble fordelt flatt utover uken på de ulike elspotområdene. Data for område 1 ble lagt til elspotområde NO2, område 2 til NO5, område 3 til NO3 og område 4 til NO4. Den svenske termiske produksjonen ble korrigert mht at det var betydelig mer svensk kjernekraftkapasitet tilgjengelig i år sammenlignet med i fjor.

6.1.4 Metode for beregninger

Vi tar utgangspunkt i fjorårets timevise produksjon for de ulike elspotområdene. Deretter finner vi ut hvor mye denne produksjonen må reduseres gitt dagens magasinfylling og kravet til at det skal være 7 prosent igjen i magasinene ved slutten av beregningsperioden. Hvis den antatte produksjonen og nettoimporten ikke er tilstrekkelig til å dekke forbruket og samtidig få ønsket restmagasin, blir produksjonen redusert og erstattet av økt import/redusert eksport hvis mulig. Det antas at vannkraftproduksjonen ikke kan være lavere enn et visst minimumsnivå. Vi har satt minimumsnivået til det lavest observerte nivået for vannkraftproduksjonen for hvert område i løpet av vinteren i fjor.

Dette betyr at det i hver time er to restriksjoner som begrenser hvor mye produksjonen kan reduseres. Den kan ikke være lavere enn at vannkraftproduksjonen oppfyller minimumsnivået i området. Videre må det være tilstrekkelig overføringskapasitet til at etterspørselen kan dekkes med høyere nettoimport. Gitt disse restriksjonene reduseres produksjonen og nettoimporten økes i timene med lavest forbruk først helt til kravet til kravet om 7 prosent restmagasin er tilfredsstilt. Prisene er typisk lave når forbruket er lavt og derfor er det mest lønnsomt for produsentene å spare på vannet disse timene.

Produksjons-/magasinutviklingen til NO3 og NO5 beregnes først. Dette betyr for eksempel at eksporten fra NO2 og NO1 er avhengig av hvor mye NO5 trenger å importere for å ha 7 prosent fylling i magasinene ved slutten av beregningsperioden. NO1 beregnes etter NO5. I timer det ikke er nok overføringskapasitet fra NO2 til NO5 må NO1 eksportere til NO5. NO1s forbruk samt eksport til NO5 må dekkes gjennom egen produksjon og import fra Sverige og NO2. NO2s egenproduksjon og import fra Danmark og Nederland må dekke eksporten til NO5 og NO1 (når det ikke er nok overføringskapasitet mellom Sverige og NO1) osv. På denne måten blir produksjonsutviklingen beregnet for de første områdene bestemmende for utvekslingsmulighetene til etterfølgende områder og vi beregner dermed et scenario som er praktisk mulig gitt overføringskapasitetene mellom områdene i hver time.

6.2 Beregninger sist vinter

Den første beregningen ble gjort med utgangspunkt i magasinfyllingen ved utgangen av uke 1 for perioden fra og med uke 2 til uke 17. Uke 17 er normalt siste uke før vårflom. Vi sammenlignet magasinutviklingen denne beregningen ga for de ulike områdene med den vi faktisk observerte de neste ukene. Mildere vær og lavere forbruk bidro til at den observerte magasinfyllingen i alle områder var bedre enn beregningen fra uke 2 ga som resultat.

Etter uke 10 utvidet vi beregningsperioden til uke 19. Dette var for å ta høyde for at kaldere vær enn normalt vil kunne falle sammen med forsinket snøsmelting. Som nevnt over, ble også det antatte tilsiget redusert til tilsvarende tilsigsåret 1978. Det ble også

gjort forbedringer i den tekniske beregningsmetoden og modellen ble heretter løst ukentlig basert på de siste tallene for magasinfyllingen.

Beregningen for uke 12-19 var den første beregningen hvor det ikke var mulig å redusere produksjonen i forhold til fjorårsnivået og øke importen så mye at vi overholder kravet til 7 prosent magasinfylling i alle områder. Det var i NO2 den beregnede fyllingsgraden var lavere enn 7 prosent ved utgangen av uke 19. Der var det ikke mulig å oppnå høyere fylling enn 5,8 prosent i dette området. Dette var uttrykk for at det var stramt i Sør-Norge som helhet. Ved å la NO2 eksportere mindre til NO1 og NO5 ville knappheten ha vist seg i disse områdene.

I uke 11 klassifiserte Statnett situasjonen som anstrengt i Sør-Norge. Det tilsvarer nivå 3 på en klassifiseringsskala fra 1 til 5 der 1 innebærer en normal kraftsituasjon og 5 innebærer rasjonering. Selv om utviklingen i våre beregninger kan ses i sammenheng med Statnetts revurdering av kraftsituasjonen denne uken, er det viktig å være klar over at det er et ekstremt scenario vi har lagt til grunn med hensyn til høyere forbruk og lavere tilsig enn normalt. Et gjennomgående høyere prisnivå vil også kunne ha dempende effekt på forbruket. Det tas ikke hensyn til slike prisvirkninger i modellen. Likevel gir beregningene uttrykk for at kraftsystemet er mer sårbart for utfall av linjer og produksjonskapasitet i en slik situasjon.

7 Videre arbeid

Den kalde og tørre vinteren i 2009/2010 kombinert med lav svensk kjernekraftproduksjon førte til sterk nedtapping av magasinene. Selv om vi hadde høyere priser og mer import enn normalt gjennom sommeren 2010, hindret ikke det at vi gikk inn i vinteren med rekordlav magasinfylling. Vinteren 2010/2011 var preget av den lave fyllingsgraden i de norske vannmagasinene.

Den 16. mars 2011 klassifiserte Statnett situasjonen som ”anstrengt” i elspotområdene i Sør-Norge. Det tilsvarer nivå 3 på en skala fra 1 til 5 der 1 er normal og 5 innebærer rasjonering. Siden 17. desember hadde situasjonen vært karakterisert som ”stram” (nivå 2) i hele landet med unntak av Nord-Norge. NVEs prognoser og beregninger indikerte at ressurssituasjonen var tilstrekkelig god til også å takle relativt kalde og tørre værscenarier.

Muligheter for høy import inn til områder med en svak ressurssituasjon er viktig for å ha et robust kraftsystem som er i stand til å takle slike situasjoner som vi har sett de siste to vintrene. Det er i så måte viktig å utføre nødvendige og lønnsomme investeringer i nettet. Investeringer tar imidlertid lang tid og, som vi har sett sist vinter, kan det ofte oppstå feil og hendelser som begrenser den tilgjengelige overføringskapasiteten. NVE mener derfor at det er av stor betydning også å vurdere hvordan kapasitetsfastsettelsen kan bedres gjennom å ta mer hensyn til nettets topologi i beregningen av priser.

Systemoperatørene bestemmer overføringskapasiteter mellom elspotområder basert på forventninger om produksjons- og forbruksmønster neste dag. Det har ofte forekommet at overføringskapasiteten som gjøres tilgjengelig for markedet er betydelig lavere enn det som er mulig å overføre mellom områdene.

Under vinteren for ett år siden var det nær ensidig eksport til Sverige som sammen med Sjælland, Finland, Midt- og Nord-Norge utgjorde et knapphetsområde med høyere priser enn resten av Norden. Flere svenske kjernekraftreaktorer ute av drift sammen med høyt forbruk var med på å skape denne knappheten. Når det var kaldt vær og stort press i linjenettet inn til de lasttunge områdene på Østlandet reduserte Statnett ofte overføringskapasiteten betydelig fra Sør-Norge mot Sverige. Dette bidro til større prisforskjeller.

Kapasitetsreduksjoner som følge av hensynet til stabiliteten i nettet påvirket også flyten og prisene vinteren 2010/2011. Sør-Norge importerte i større grad kraft fra Sverige som følge av den lave magasinfyllingen i landsdelen. Dette skjedde primært i natte- og helgetimer når prisen var lav og produsentene ønsket å spare på magasinvannet. Svenska Kraftnät reduserte ofte eksportkapasiteten til Sør-Norge i disse timene for å dempe belastningen i Vestkystsnittet. Belastingen i Vestkystsnittet er stor når lasten er lav, og det er press på linjer fra Sør-Sverige forbi Göteborg-området. Dette skapte prisforskjeller og begrenset den norske importen betydelig. Produsenter i Sør-Norge tappet magasinene mer enn de ellers ville gjort disse timene.

Selv om reduksjonene i overføringskapasitet ikke var med på å skape de samme pristoppene som vi observerte ved flere anledninger sist vinter, så viser dette at nettmessige forhold får betydning for overføringskapasitetene i ulike situasjoner. Det understreker nødvendigheten av å undersøke mulige forbedringer med hensyn til markedsorganiseringen der bestemmelsen av priser og flyt på en bedre måte tar hensyn til det faktiske nettet.

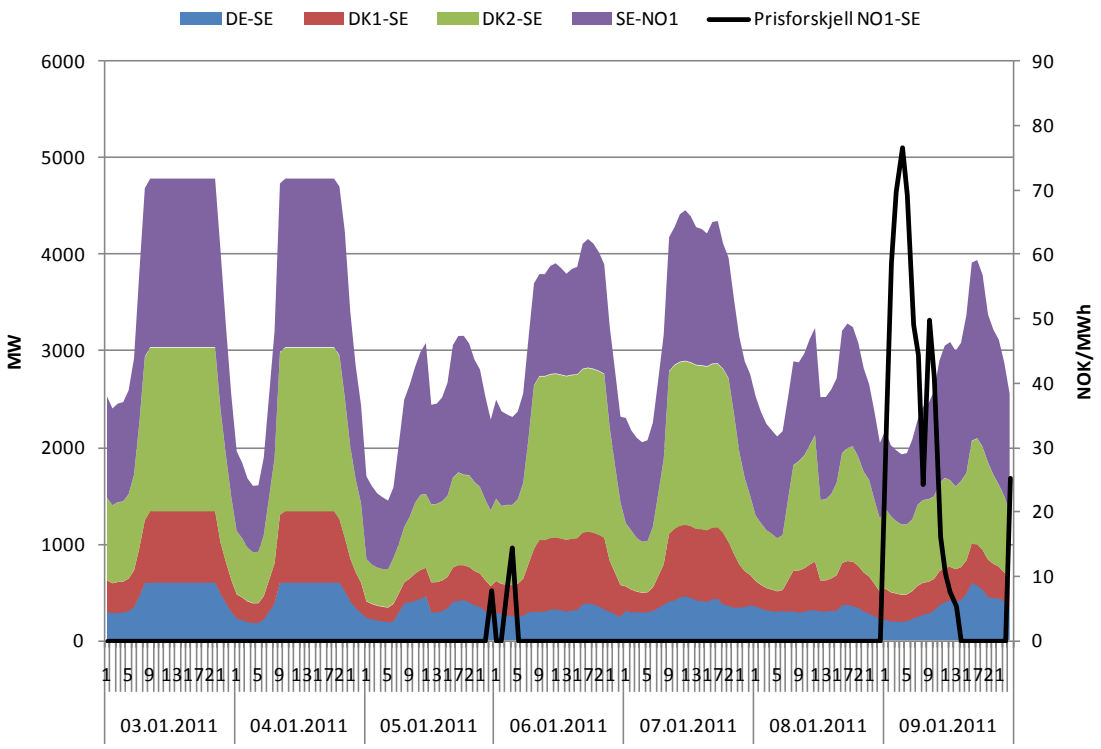
Denne rapporten har også redegjort for hvordan større feilhendelser preget sist vinter. Dette medførte avbrudd og sonevis utkobling enkelte steder. Videre var det redusert driftsikkerhet i flere regioner i Sør-, Vest- og Nord-Norge. Utfall av en linje eller feil på kritiske nettkomponenter kunne her forårsake mørklegging av store områder.

De driftsmessige utfordringene Statnett hadde i vinter motiverer også NVE med hensyn til undersøkelser av alternative markedsmodeller. En markedsmodell med mer presise prissignaler og en representasjon av nettet i prisberegningen vil kunne gi markedsløsninger som i større grad bidrar til å holde driftsikkerheten oppe på et rimelig nivå. Det vil dermed bli en betydelig støtte for systemoperatøren i sitt ansvar for å drifte nettet.

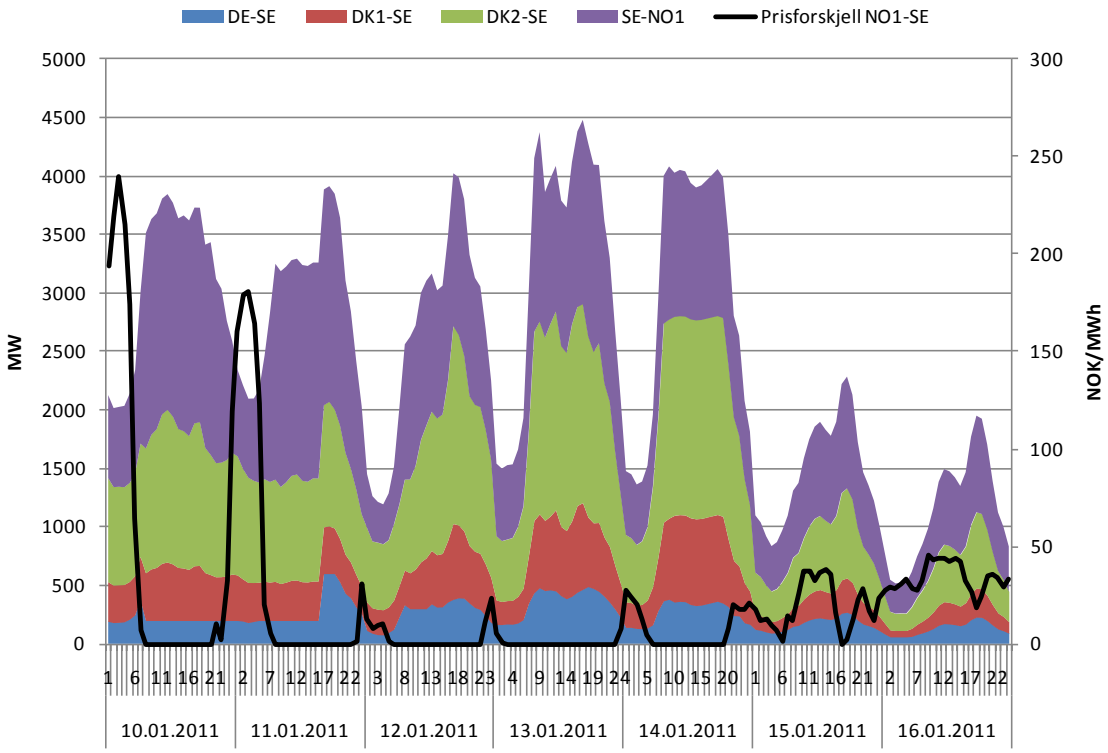
8 Vedlegg

Figur 2.20 viser overføringskapasiteter for forbindelser berørt av Vestkyst-snittet samt prisforskjellen mellom Sør-Norge og Sverige i uke 6. Under vises tilsvarende figurer for øvrige uker i perioden uke 2 – 12 i år.

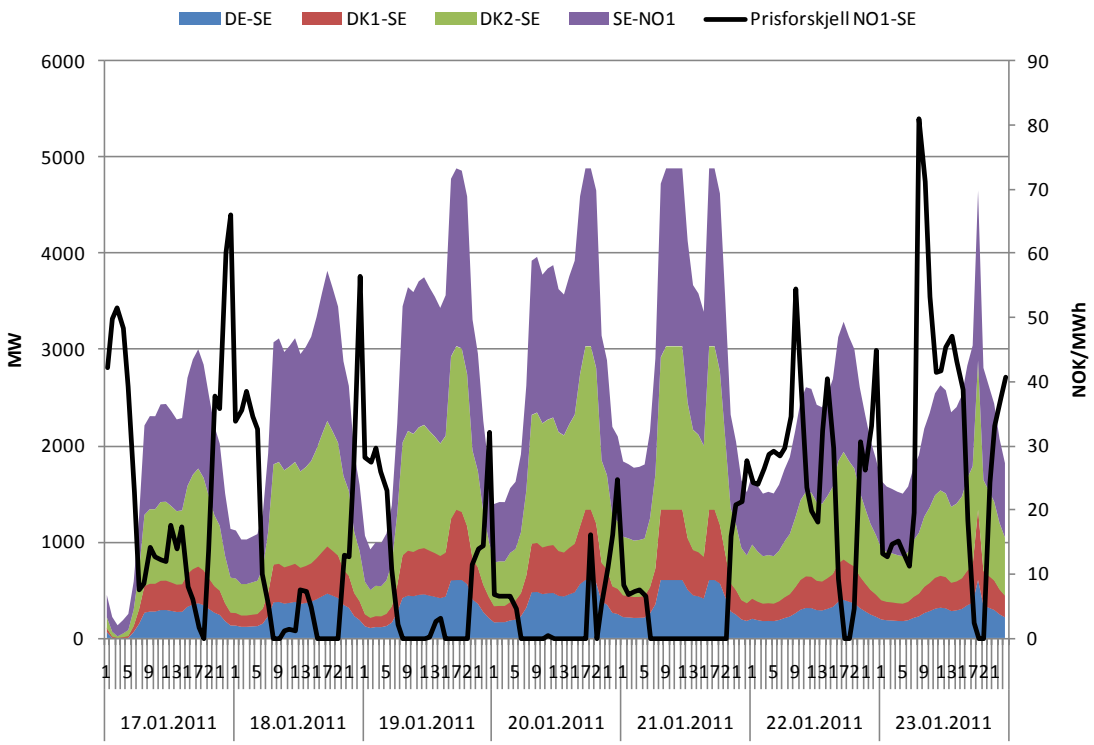
Uke 2


DE-SE
DK1-SE
DK2-SE
SE-NO1
Prisforskjell NO1-SE
MW
NOK/MWh
03.01.2011
04.01.2011
05.01.2011
06.01.2011
07.01.2011
08.01.2011
09.01.2011

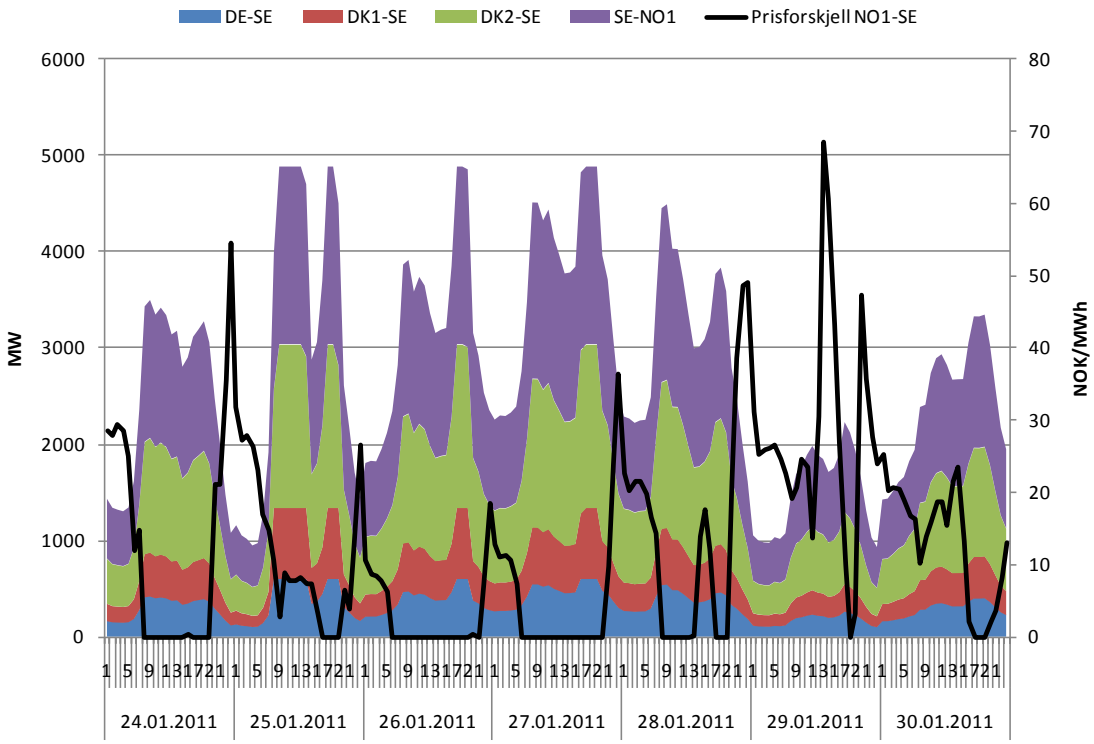
Uke 3


DE-SE
DK1-SE
DK2-SE
SE-NO1
Prisforskjell NO1-SE
MW
NOK/MWh
10.01.2011
11.01.2011
12.01.2011
13.01.2011
14.01.2011
15.01.2011
16.01.2011

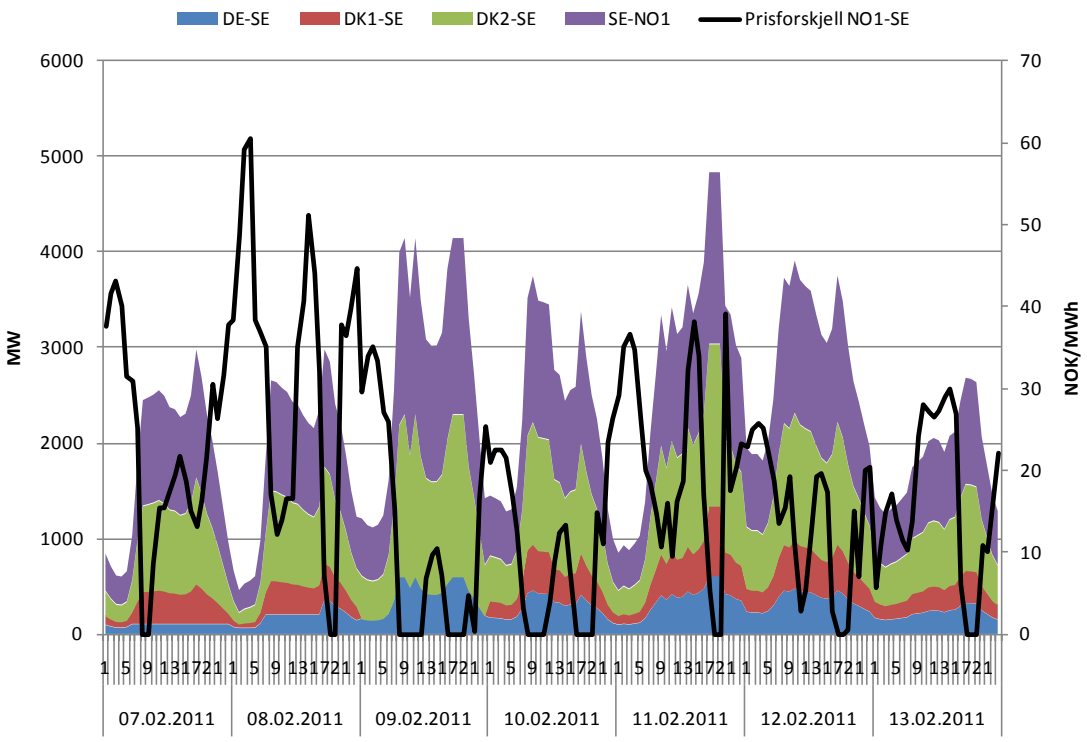
Uke 4


DE-SE
DK1-SE
DK2-SE
SE-NO1
Prisforskjell NO1-SE
MW
NOK/MWh
17.01.2011
18.01.2011
19.01.2011
20.01.2011
21.01.2011
22.01.2011
23.01.2011

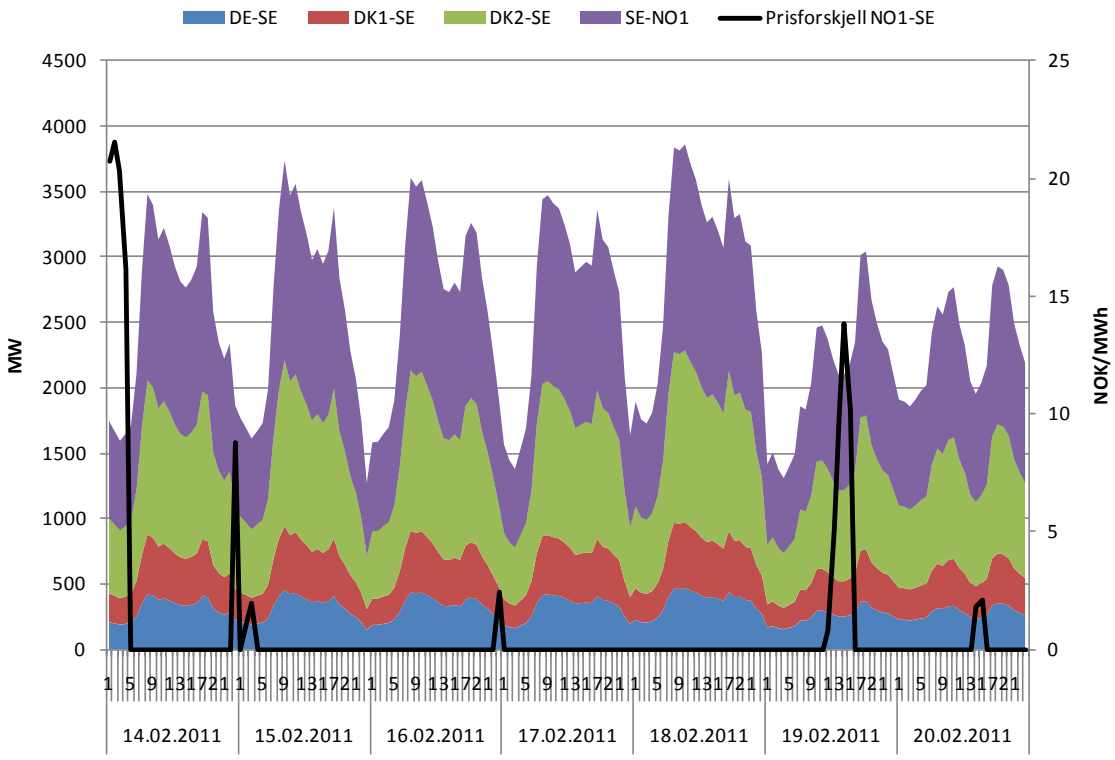
Uke 5


DE-SE
DK1-SE
DK2-SE
SE-NO1
Prisforskjell NO1-SE
MW
NOK/MWh
24.01.2011
25.01.2011
26.01.2011
27.01.2011
28.01.2011
29.01.2011
30.01.2011

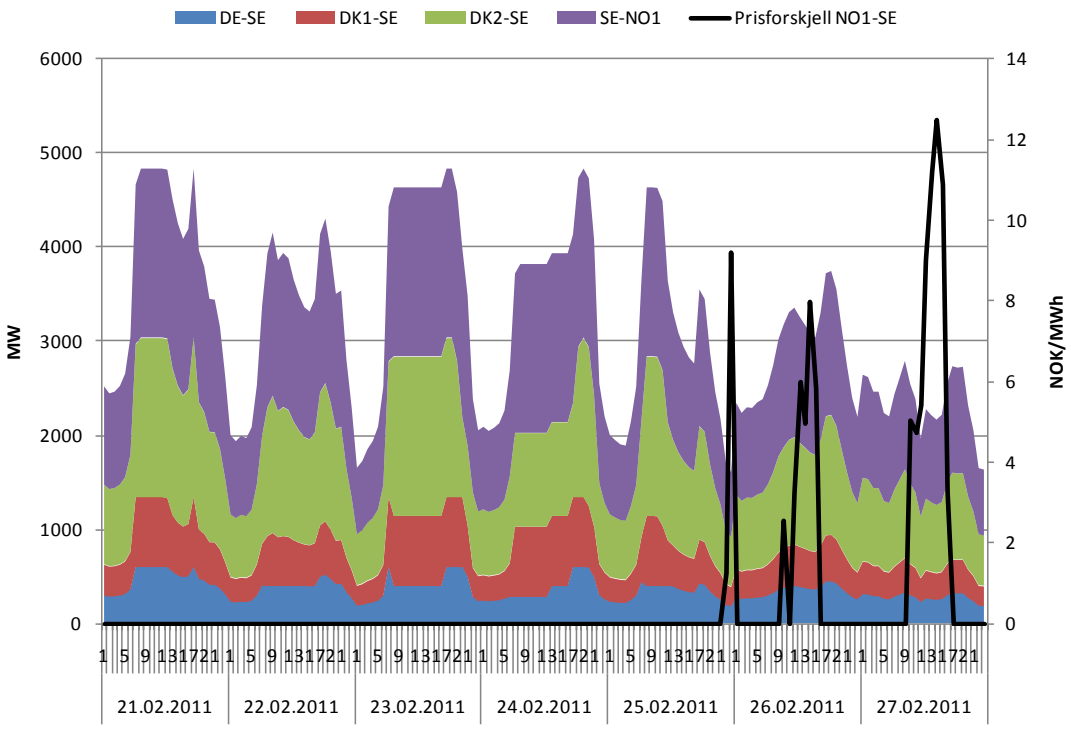
Uke 7


DE-SE
DK1-SE
DK2-SE
SE-NO1
Prisforskjell NO1-SE
MW
NOK/MWh
07.02.2011
08.02.2011
09.02.2011
10.02.2011
11.02.2011
12.02.2011
13.02.2011

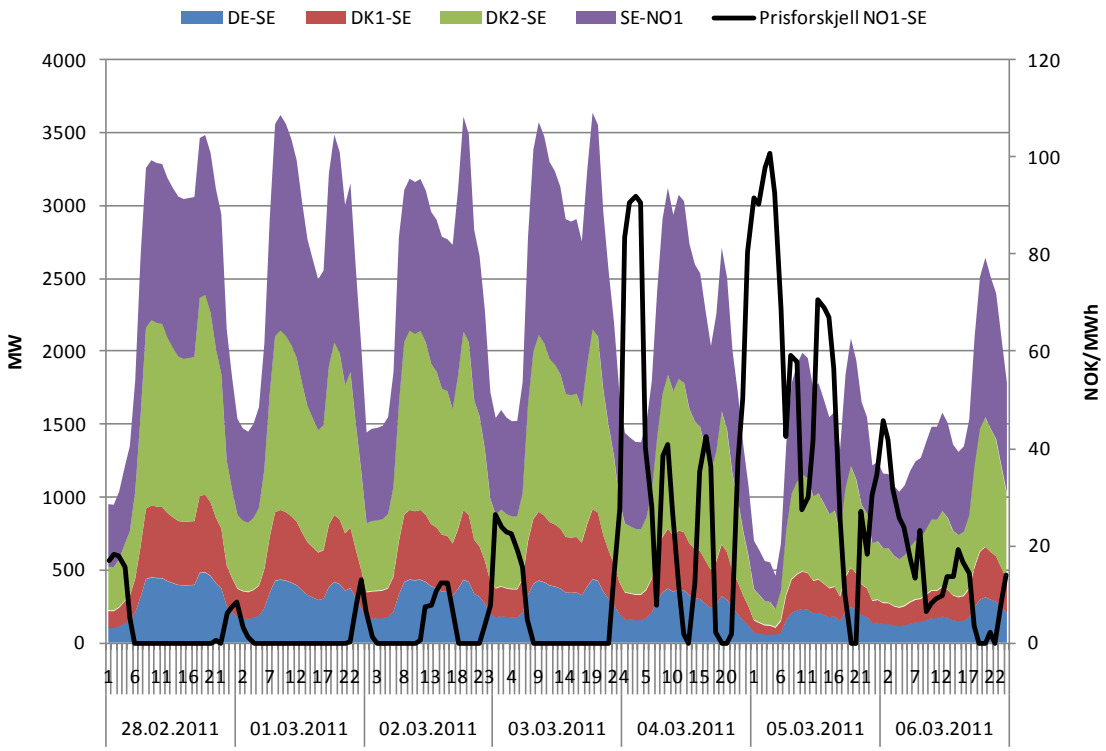
Uke 8


DE-SE
DK1-SE
DK2-SE
SE-NO1
Prisforskjell NO1-SE
MW
NOK/MWh
14.02.2011
15.02.2011
16.02.2011
17.02.2011
18.02.2011
19.02.2011
20.02.2011

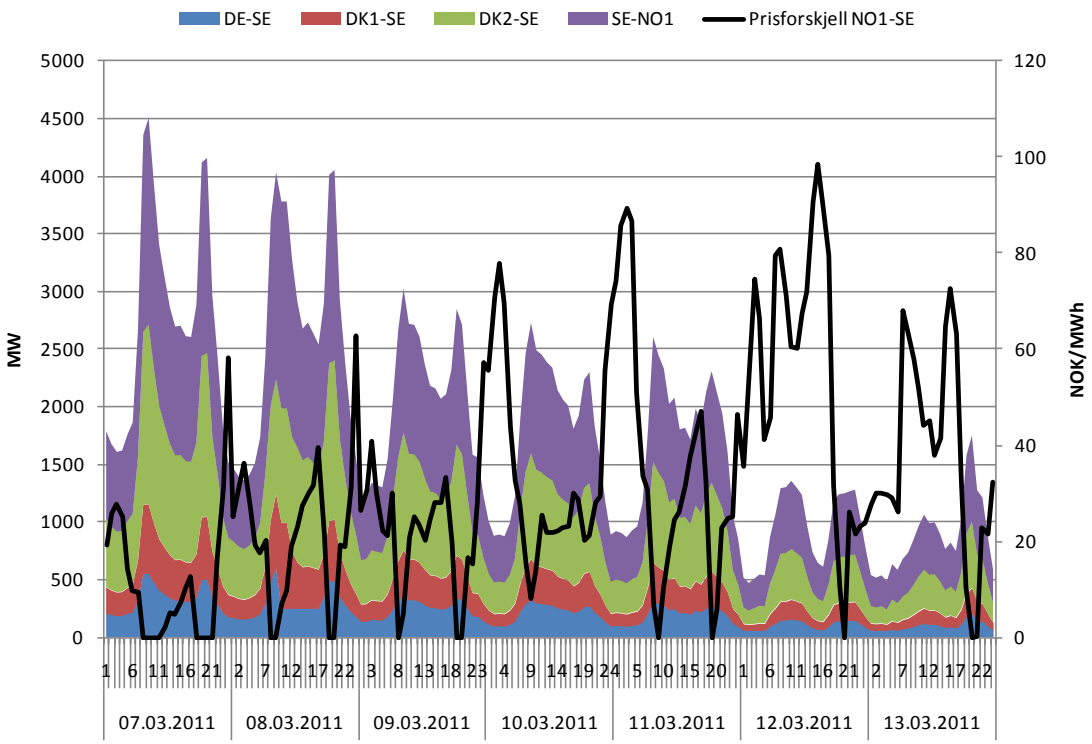
Uke 9


DE-SE
DK1-SE
DK2-SE
SE-NO1
Prisforskjell NO1-SE
MW
NOK/MWh
21.02.2011
22.02.2011
23.02.2011
24.02.2011
25.02.2011
26.02.2011
27.02.2011

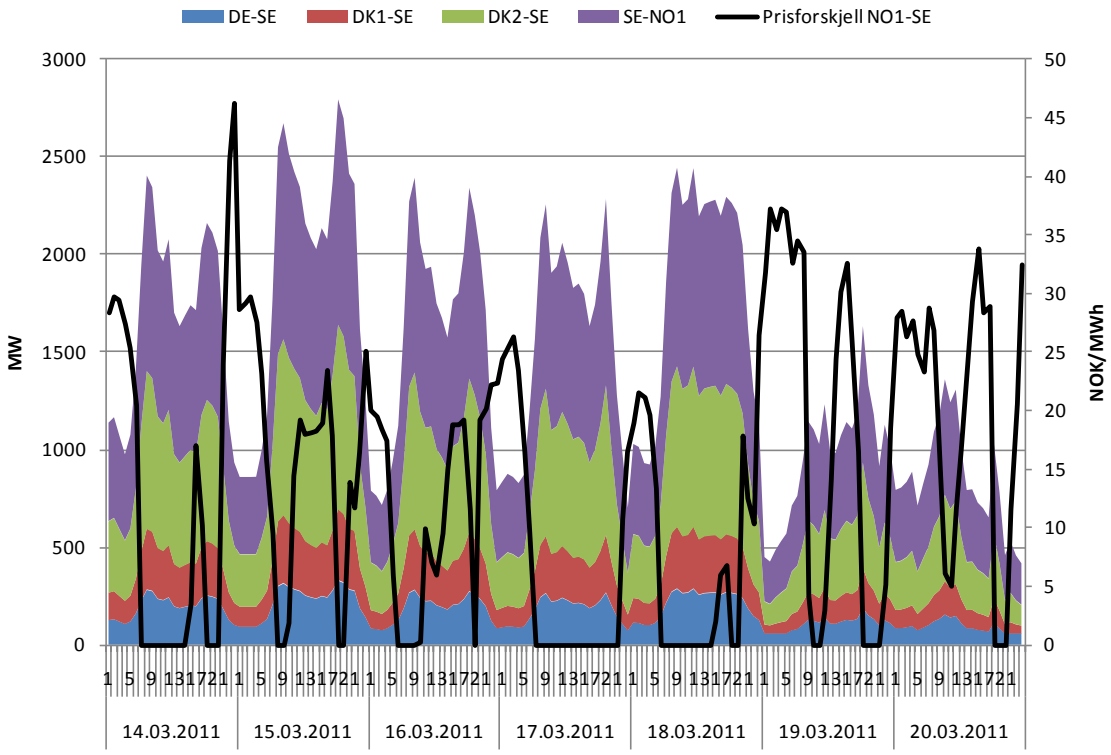
Uke 10


DE-SE
DK1-SE
DK2-SE
SE-NO1
Prisforskjell NO1-SE
MW
NOK/MWh
28.02.2011
01.03.2011
02.03.2011
03.03.2011
04.03.2011
05.03.2011
06.03.2011

Uke 11


DE-SE
DK1-SE
DK2-SE
SE-NO1
Prisforskjell NO1-SE
MW
NOK/MWh
07.03.2011
08.03.2011
09.03.2011
10.03.2011
11.03.2011
12.03.2011
13.03.2011

Uke 12


DE-SE
DK1-SE
DK2-SE
SE-NO1
Prisforskjell NO1-SE
MW
NOK/MWh
14.03.2011
15.03.2011
16.03.2011
17.03.2011
18.03.2011
19.03.2011
20.03.2011

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no