



Kvartalsrapport for kraftmarkedet

1. kvartal 2009

Ellen Skaansar (red.)

6
2009

R
A
P
P
O
R
T



Kvartalsrapport for kraftmarkedet 1. kvartal 2009

Rapport nr. 15

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Ellen Skaansar

Forfattere: Javier Ernesto Auris Chávez, Hege Bøhler, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Øivind Willumsen

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 20

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0687-6

ISSN: 1501 - 2832

Sammendrag: Den norske kraftproduksjonen var 38,1 TWh i første kvartal. Det er mer enn 5 prosent lavere enn året før. Nedbøren og tilsiget har vært som normalt, men det har vært noe lavere tilsig enn i første kvartal i fjor. Magasinfyllingen ved utgangen av første kvartal var 7,3 prosent lavere enn median magasinfylling. Forbruket av elektrisk kraft er fortsatt fallende. Det norske kraftforbruket var 37,2 TWh og falt med 1,2 prosent fra første kvartal i fjor til første kvartal i år. Fallet i verdensøkonomien forklarer nok hoveddelen av nedgangen. Kraftprisene ble gjennomgående lavere i første kvartal enn i fjerde kvartal. Kraftig reduserte brenselpriser, høy vannkraftproduksjon og lavere etterspørsel bidro til at spotprisene falt i alle deler av Norden. Prisetallet i spotmarkedet falt sammen med prisfall i de finansielle markedene.

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

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

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

Innhold

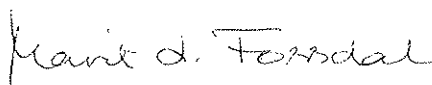
Forord	4
Sammendrag	5
1 Kraftmarkedet i første kvartal 2009	6
1.1 Ressursgrunnlaget.....	9
1.1.1 Tilsig i Norge.....	9
1.1.2 Tilsig i Sverige.....	10
1.1.3 Temperatur	10
1.1.4 Nedbør.....	12
1.1.5 Snø	13
1.1.6 Grunn- og markvann	15
1.2 Magasinutviklingen	17
1.2.1 Norske vannmagasiner	17
1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland	18
1.3 Produksjon.....	20
1.3.1 Norge – nedgang i produksjonen fra året før.....	22
1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene	23
1.4 Forbruk.....	26
1.4.1 Norge – Fortsatt høyt forbruk	28
1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene.....	32
1.5 Andre energibærere i Norge	35
1.6 Kraftutveksling	41
1.6.1 Norge.....	43
1.6.2 Andre nordiske land	44
1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet.....	45
1.7.1 Spotmarkedet.....	45
1.7.2 Terminmarkedet.....	47
Fortsatt prisfall på utslippsretter for CO ₂ , kull og gass	50
1.8 Sluttbrukermarkedet.....	53
1.8.1 Priser og prisutvikling	53
1.8.2 Leverandørskifter	56
1.8.3 Kontraktsvalg	57
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft.....	58
2 Vedlegg.....	60

Forord

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

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

Oslo, 11. mai 2009


Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Både nedbøren og tilsiget til vannkraftsystemet var omtrent som normalt i første kvartal. Ved utgangen av første kvartal hadde norske vannmagasiner en fyllingsgrad på 32,2 prosent. Det er 7,3 prosentpoeng lavere enn normalt og 12,8 prosentpoeng lavere enn på samme tid for et år siden. Den norske produksjonen av elektrisk kraft var 38,1 TWh i første kvartal. Det er mer enn fem prosent lavere enn året før. Nedgangen kan ses i sammenheng med den lave magasinfyllingen. I tillegg var tilsiget lavere og kraftprisene noe høyere enn i første kvartal i fjor.

Forbruket av elektrisk kraft er fortsatt fallende i alle de nordiske landene. Det norske kraftforbruket var i første kvartal 37,2 TWh. Det er en nedgang på 1,2 prosent fra første kvartal i 2008 – som er 0,5 prosentpoeng større nedgang enn i fjerde kvartal 2008. Kraftig redusert økonomisk aktivitet på grunn av fallet i verdensøkonomien forklarer nok hoveddelen av nedgangen. Forbruket i kraftkrevende industri var i første kvartal mer enn 15 prosent lavere enn i første kvartal i fjor. Det har vært atskillig kaldere vær i første kvartal i år, og forbruket i alminnelig forsyning økte i forhold til samme kvartal 2008.

Norge er fortsatt nettoeksportør av elektrisk kraft. Norsk nettoeksport var 0,9 TWh i første kvartal. Det er en nedgang sammenlignet med samme kvartal i fjor. Det er fortsatt redusert overføringskapasitet mellom Sør-Norge og Sverige. Det har det vært siden slutten av første kvartal i fjor.

Kraftprisene var gjennomgående lavere i første kvartal enn i fjerde kvartal. Kraftig reduserte brenselpriser, høy vannkraftproduksjon og lavere etterspørsel bidro til at spotprisene falt i alle deler av Norden. Prisene var i gjennomsnitt tilnærmet like i alle deler av Norge, og på nivå med prisene i Sverige. Prisene falt også i de finansielle kraftmarkedene. Ved utgangen av første kvartal ble de nærmeste kontraktene omsatt rundt 30 øre/kWh i Norden.

Sluttbrukerprisene ble også lavere i første kvartal enn i foregående kvartal. Som vi har sett i tidligere perioder når engrosprisene faller, var standard variabel kontraktene en god del dyrere enn markedspriskontraktene.

1 Kraftmarkedet i første kvartal 2009

Normal nedbør og normale tilsig

I første kvartal 2009 kom det nedbør som omgjort til vannkraftproduksjon, utgjør 32 TWh. Det er som normalt. Også tilsiget av vann til vannkraftsystemet var som normalt i første kvartal. Samlet var det 10 prosent mindre snø enn normalt ved utgangen av første kvartal. Også i Sverige var det normale tilsig i første kvartal.

Om lag 11 TWh mindre vann i norske og svenske magasiner enn normalt

Ved utgangen av første kvartal hadde norske vannmagasiner en fyllingsgrad på 32,2 prosent. Det er 7,3 prosentpoeng lavere enn median fylling og 12,8 prosentpoeng lavere enn på samme tid for et år siden. I Sverige er det enda mindre vann i magasinene, og ved utgangen av kvartalet var fyllingen helt nede i 13 prosent. Det er 14,6 prosentpoeng lavere enn normalt og 20,1 prosentpoeng lavere enn på samme tid i fjor. Samlet var det dermed 11 TWh mindre vann i norske og svenske vannmagasiner enn normalt ved utgangen av kvartalet. Finske magasiner hadde høyere fylling enn normalt, men de finske magasinene utgjør mindre enn fem prosent av den nordiske vannmagasinkapasiteten.

Fall i produksjonen i Norge og Sverige kompensert med vekst i Danmark og Finland

Den norske produksjonen av elektrisk kraft var 38,1 TWh i første kvartal, og det er mer enn fem prosent lavere enn året før. Også i Sverige falt produksjonen - ned 8,7 prosent fra første kvartal 2008. Dansk og finsk produksjon økte med henholdsvis 4,6 og 7,8 prosent. Denne produksjonsøkningen erstattet til dels svensk og norsk produksjonsnedgang. Kraftproduksjonen i Norden samlet falt med 3,7 prosent. Nordens samlede kraftproduksjon de siste 12 måneder var 1,4 prosent lavere enn i foregående 12-måneders periode. Produksjonen i Norge de siste 12 månedene var 140,6 TWh, og det er fortsatt godt over midlere års produksjon.

Fallende forbruk på grunn av lavere økonomisk aktivitet

Forbruket av elektrisk kraft er fortsatt fallende i alle de nordiske landene. Fra første kvartal 2008 til første kvartal 2009 falt forbruket i Norden med 2,5 prosent. Fallet var som i forrige kvartal størst i Finland med 5,6 prosent, fulgt av Danmark med 4,1 prosent, Sverige med 1,7 prosent, og i Norge falt forbruket med 1,2 prosent – 0,5 prosentpoeng større nedgang enn i forrige kvartal. Kraftig redusert økonomisk aktivitet på grunn av fallet i verdensøkonomien forklarer nok hoveddelen av nedgangen. I tillegg var kraftprisene noe høyere i år sammenlignet med første kvartal i fjor. Samlet ble det brukt 388,7 TWh elektrisk

Eksport av 12,2 TWh elektrisk kraft fra Norge siste 12 måneder

kraft i Norden de siste 12 månedene. Det er en nedgang på 1,6 prosent fra foregående 12-månedersperiode. Det norske forbruket de siste 12 månedene var 128,4 TWh, og det er nær uendret fra forrige 12- månedersperiode.

Norge og Danmark var nettoeksportører av elektrisk kraft i første kvartal 2009 med 0,9 og 1,4 TWh. Sverige og Finland var nettoimportører med 0,3 og 2,3 TWh. Samlet førte det til at Nordens nettoimport ble 0,4 TWh i første kvartal. De siste 12 måneder har Norden eksportert 0,3 TWh, mot 0,4 TWh i de foregående 12 måneder. Norge hadde en eksport på 12,2 TWh siste 12 måneder, og Sverige importerte 1,1 TWh. Finland var som vanlig største importør med 10,2 TWh, hovedsakelig fra Russland. Danmark hadde en liten nettoimport på 0,6 TWh.

Lavere priser

Kraftprisene ble gjennomgående lavere i første kvartal enn i fjerde kvartal. Kraftig reduserte brenselpriser, høy vannkraftproduksjon og lavere etterspørsel bidro til at spotprisene falt i alle deler av Norden. Prisene var i gjennomsnitt tilnærmet like i alle deler av Norge, og på nivå med prisene i Sverige. De tyske prisene var 29 prosent lavere i første kvartal enn i fjerde kvartal. Likevel var gjennomsnittsprisen i Tyskland i første kvartal 8 øre/kWh høyere enn i Norge og Sverige. Høyere priser på dagtid på grunn av lite vannkraft og stor variasjon i etterspørselen er hovedårsaken til at de tyske prisene er såpass mye høyere enn de nordiske prisene. Det var også prisfall i de finansielle kraftmarkedene fra fjerde til første kvartal. Ved utgangen av første kvartal ble de nærmeste kontraktene omsatt rundt 30 øre/kWh både i Norden og Tyskland. Ved inngangen til kvartalet var futureskontraktene i Tyskland om lag 10 øre/kWh dyrere enn i Norden, men prisforskjellen er nær utvisket i løpet av kvartalet. Lavere etterspørsel og vekst i tilbud og kabelkapasitet kan bidra til å forklare dette fenomenet. Utslippsretter for CO₂ ble ved utgangen av første kvartal omsatt til om lag 12 euro/tonn CO₂, mens prisen sommeren 2008 var oppe i 30 euro/tonn CO₂.

Også sluttbrukerprisene ble lavere i første kvartal enn i foregående kvartal. Markedspriskontraktene (spot) kostet om lag 45 øre/kWh i alle deler av landet, og det er en nedgang på mellom 11,5 og 16,1 øre/kWh. Nedgangen var størst i Midt-Norge og minst i Sør-Norge. I forhold til første kvartal 2008 var markedspriskontraktprisene i år mellom 3,7 og 6,6 øre/kWh høyere. Standard variabel kontraktene

var dyrere enn markedspriskontraktene i første kvartal. Snittet for dominerende leverandører var 52,3 øre/kWh, mens landsdekkende leverandører hadde et snitt på 50,7 øre/kWh. Også tidligere har vi sett at standard variabel kontrakt er en god del dyrere enn markedspriskontrakten i perioder når engrosprisene faller. Det var i første kvartal 51900 husholdninger som skiftet kraftleverandør. Det er om lag som i forrige kvartal, og det vil si at i underkant av 10 prosent av husholdningene skifter kraftleverandør årlig.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Norge

Normalt tilsig i første kvartal

I første kvartal 2009 var det nyttbare tilsiget 8,7 TWh som er omtrent som normalt. Det er nesten 5 TWh mindre enn for første kvartal i 2008.

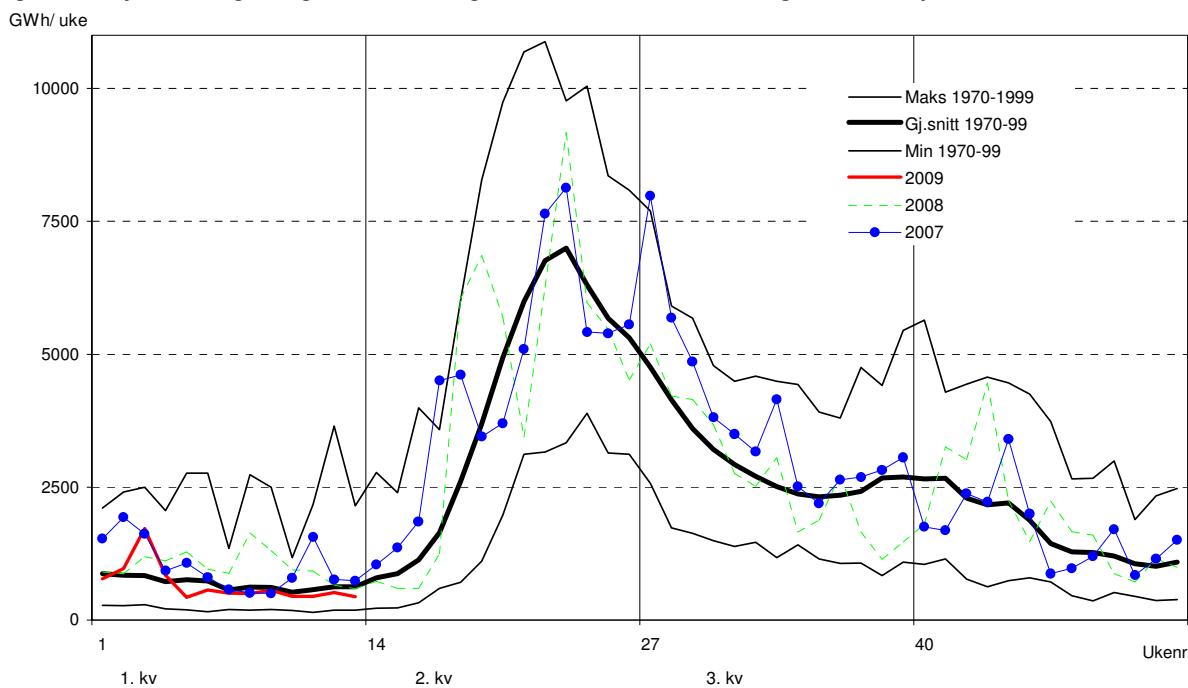
De siste 12 månedene har det nyttbare tilsiget vært 127 TWh. Det er vel 4 TWh mer enn normalt.

Resurstilgang TWh	1.kv. 2009	Avvik fra normalt	Siste 12 måneder	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	8,7	-0,2	126,9	+ 4,4
Nedbør Norge	31,6	-0,2	112,7	- 9,8
Tilsig Sverige	4,8	0,0	59,3	- 2,9
Snø Norge		Utgangen av 1 kv. 2009 ca. 90 %		Utgangen av 1 kv. 2008 ca. 120 %

De siste 24 månedene har tilsiget vært 269 TWh eller 24 TWh mer enn normalt.

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. I starten av kvartalet lå tilsiget over normalt. Det skyldes ikke minst at det rundt midten av januar var plussgrader og regn opp til godt og vel 1000 moh. på Vestlandet. Kjøligere vær fra februar ga lavere tilsig videre utover vinteren.

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

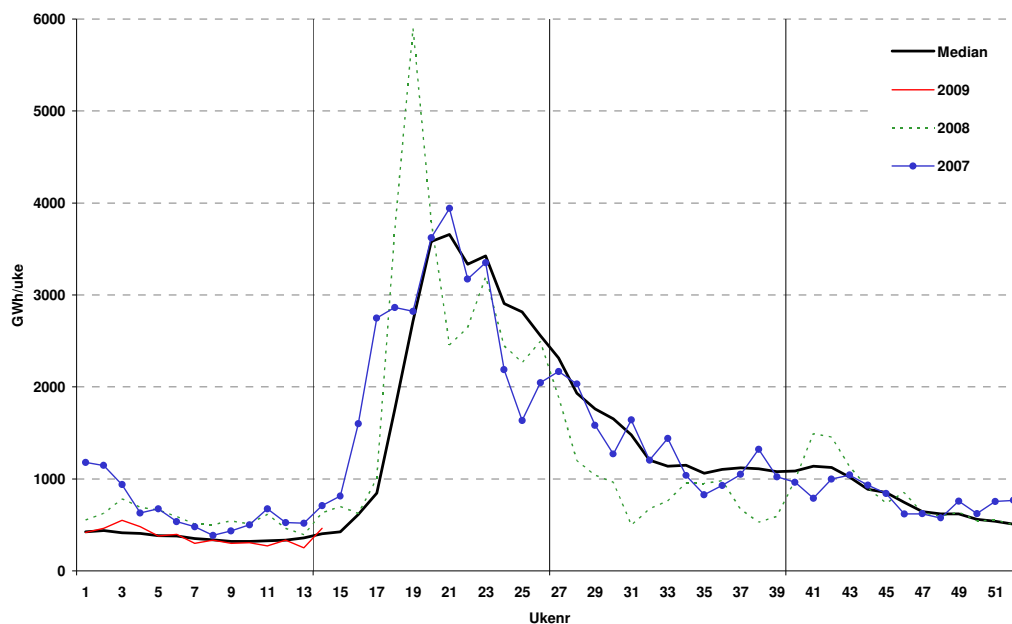


1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 4,8 TWh i første kvartal 2009, Det er som normalt, men 2,7 TWh mindre enn i samme periode i 2008.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 59,3 TWh. Det er nesten 3 TWh mindre enn normalt og 7,4 TWh mindre enn i tilsvarende periode ett år tidligere. De siste 24 månedene har tilsiget vært 126 TWh. Det er 1,5 TWh mer enn normalt.

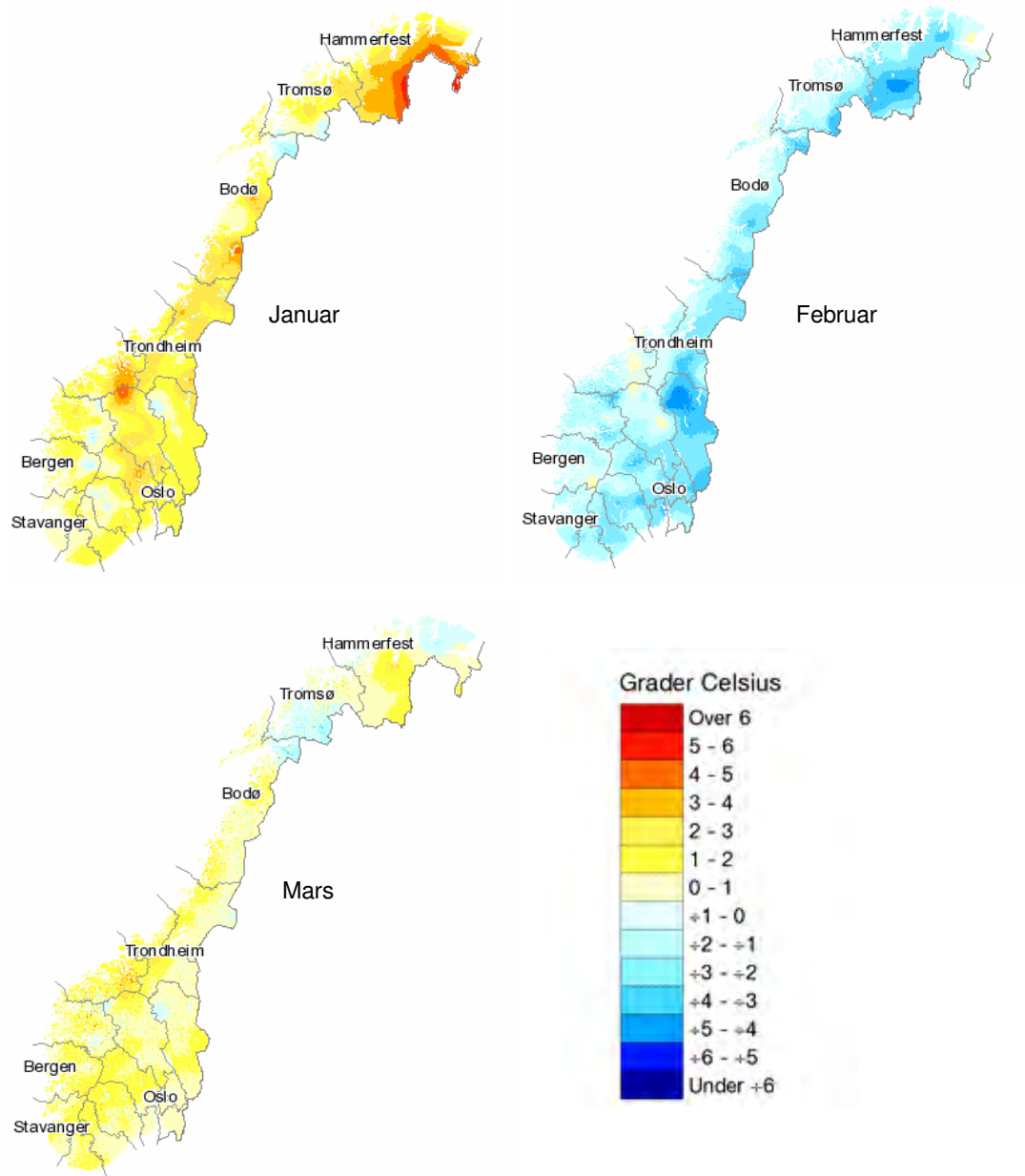
Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2007, 2008 og 2009. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi



1.1.3 Temperatur

I januar var det mildt med temperaturer som i gjennomsnitt for hele landet var nesten 3 grader over normalt. Det var likevel kaldere enn i 2008, da både januar og februar var svært milde. Februar i år var kjølig med temperatur omkring 1 grad kaldere enn normalt, mens temperaturen i mars var nesten 2 grader over normalt. Som figur 1.1.3 viser har tendensene vært de samme i hele landet, men med de største avvikene i forhold til normalt i Finnmark. Lavest temperatur i løpet av vinteren kom i Karasjok med -36,6 °C den 18. februar.

Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C fra normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2009. Kilde: NVE og met.no

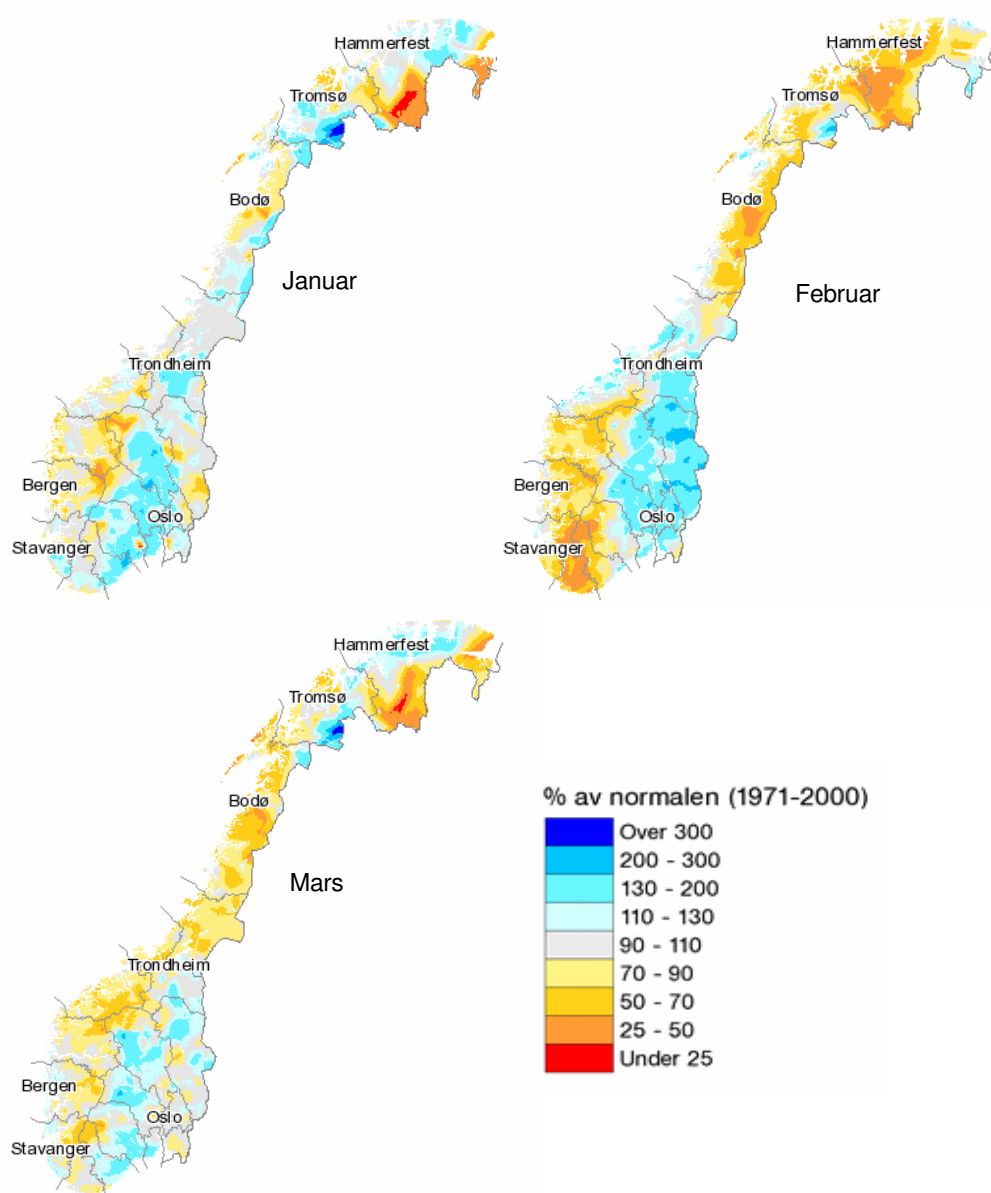


1.1.4 Nedbør

For hele landet har det kommet omtrent normale nedbørmengder i løpet av første kvartal. Det har jevnt over vært noe mer nedbør enn normalt fra Vest-Agder og nordøstover til Sør-Trøndelag. I deler av Nord-Norge og Vestlandet har det kommet mindre nedbør enn normalt.

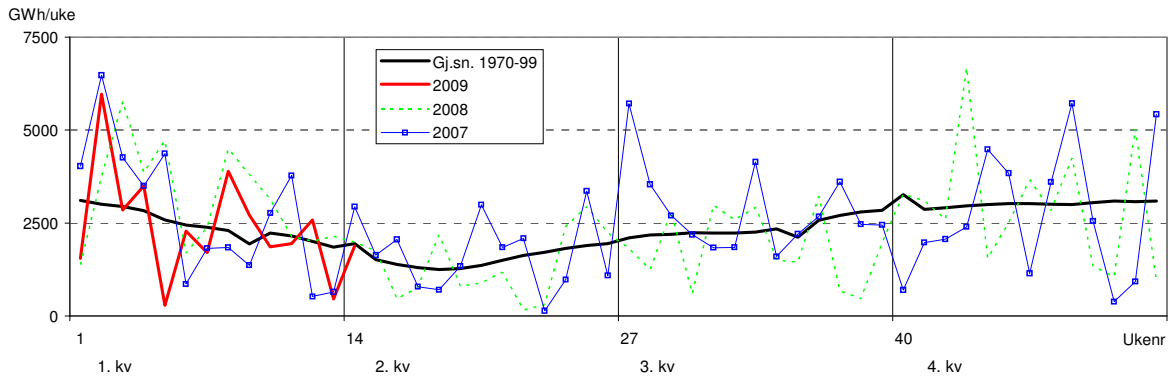
Minst nedbør har det kommet på Finnmarksvidda, hvor månedsnedbøren på flere målestasjoner har vært mindre enn 10 mm i både januar, februar og mars. Størst månedsnedbør i løpet av første kvartal hadde Kvamskogen i Hordaland med drøyt 350 mm i januar.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2009. Kilde: NVE og met.no



I første kvartal 2009 kom det nesten 32 TWh nedbørenergi, eller som normalt. Det er likevel 10 TWh mindre enn i første kvartal 2008. De siste 12 månedene har det kommet 113 TWh nedbørenergi eller nesten 10 TWh mindre enn normalt.

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



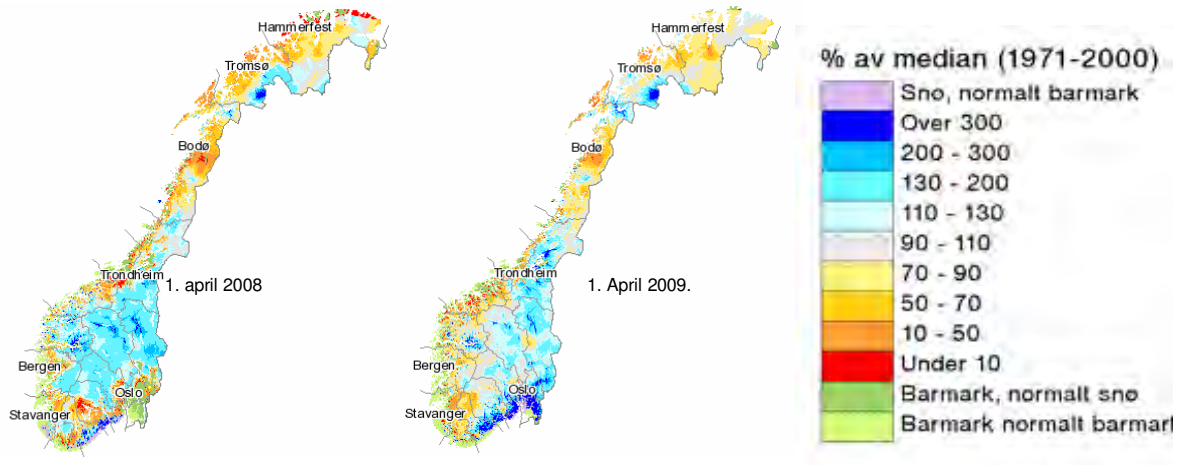
1.1.5 Snø

Snøsituasjonen ved utgangen av første kvartal i 2008 og 2009 er illustrert i figur 1.1.6. Kartene viser at det, med unntak av kystområdene i sør, er jevnt over mindre snø i Sør-Norge ved utgangen av første kvartal i år enn på tilsvarende tid i fjor. I Trøndelag, Nordland og Troms er situasjonen omtrent som for ett år siden, mens det i Finnmark er mindre snø.

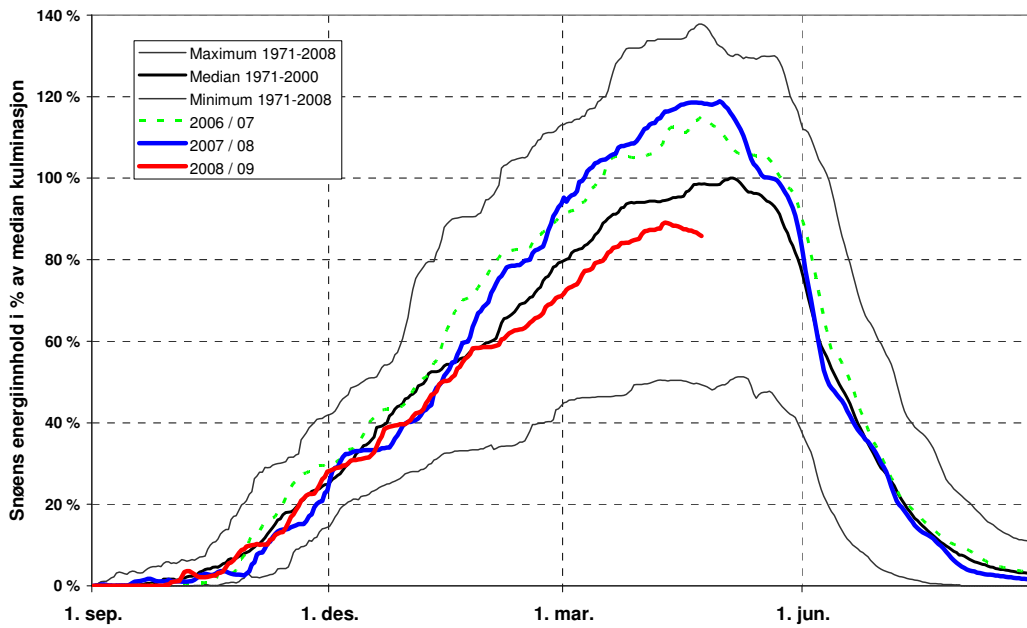
Årets snøkart gjenspeiler hovedtrekkene fra nedbørkartene de tre siste månedene. I Sør-Norge er det i fjellområdene øst for vannskillet omkring normale snømengder, mens det lenger vest er mindre snø enn normalt. I indre strøk av Trøndelag og i Troms er det omkring normale snøforhold, mens det i fjellområdene i Nordland og i Finnmark er mindre snø enn normalt. Det antas at snøkartet overestimerer snømengdene i indre deler av Troms, Ofoten, innerst i Sognefjorden og i deler av Østerdalen, mens snømengdene underestimeres i områdene omkring Saltdal i Nordland og i Trollheimen. Feilene skyldes i hovedsak at modellen som anvendes for å generere nedbør- og temperaturverdier kan gjøre feil i områder hvor det er få målinger. For flere detaljer om årets snøsituasjon se: www.seNorge.no.

Figur 1.1.7 viser at vi ved utgangen av kvartalet har vesentlig mindre snø enn for ett år siden. Snømagasinet er snaut 10 prosent under normalt på denne tiden, mens det i fjor på samme tid lå nesten 20 prosent over.

Figur 1.1.6 Snømengde 1. april 2008 (venstre) og 2009 (høyre) i prosent av median for perioden 1971 -2000. Kilde NVE og met.no



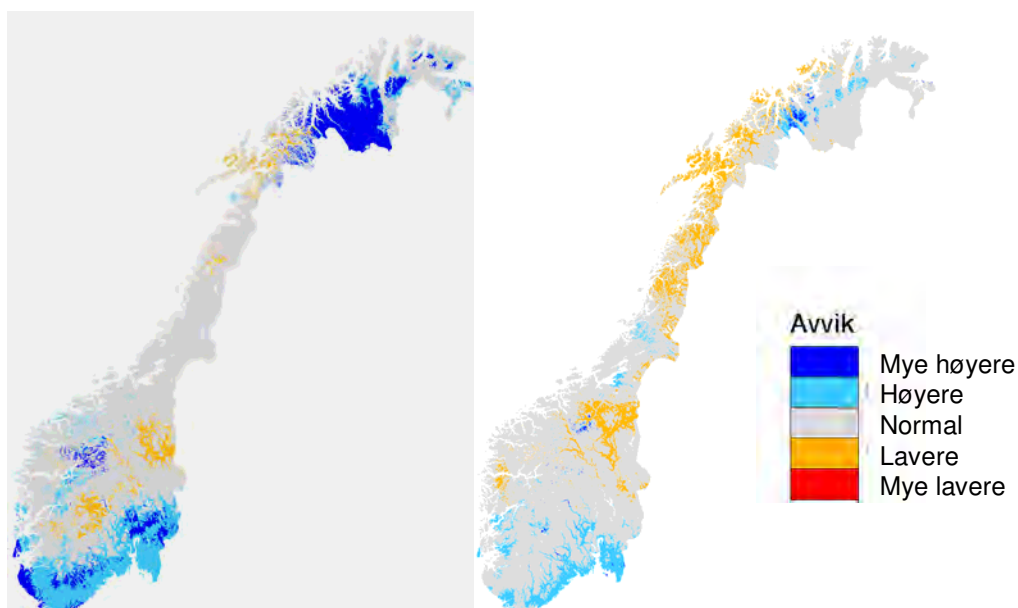
Figur 1.1.7 Utviklinga av snømagasinet vintrene 2006/07, 2007/08 og 2008/09 i prosent av median kulminasjon for perioden 1971 -2000. Kilde NVE og met.no



1.1.6 Grunn- og markvann

Kartene i figur 1.1.8 viser grunnvannstand pr. 1. april 2008 og 2009. I fjor førte en mild vinter til at grunnvannstanden flere steder var høyere enn normalt ved utgangen av første kvartal. I år er det normale forhold i store deler av landet, med unntak av Nordland hvor grunnvannstander er noe lavere enn normalt. Også når det gjelder markvann er hovedtrekkene de samme, stort sett normale forhold. Årets snømagasin ventes derfor å gi normal oppfylling av grunn- og markvannsmagasinerne.

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



Forventet tilsig våren/sommeren 2009.

En viktig parameter for å vurdere tilsiget til kraftmagasinene gjennom våren og sommeren er størrelsen på snømagasinet ved starten av smeltesesongen. Det er utført en korrelasjonsanalyse mellom beregnet snømagasin pr. 1. april og nyttbart tilsig for uke 14 til og med uke 30 (april – juli) for alle år fra 1971 til 2008. Snømagasinet er basert på verdier utledet fra snøkartet slik de er fremstilt i figur 1.1.6. Analysen gir en korrelasjonskoeffisient på ca. 0,8. Det er altså rimelig god sammenheng mellom beregnet snømagasin i begynnelsen av april og beregnet tilsig fra begynnelsen av april og ut smeltesesongen (slutten av juli).

For uke 14 – 30 er midlere nyttbart tilsig vel 68 TWh. Basert på korrelasjonsanalysen, slik den er kort beskrevet over, gir årets smeltesesong et forventet nyttbart tilsig på 66 TWh eller omkring 2 TWh mindre enn normalt.

Det er viktig å huske at det også er andre faktorer som påvirker tilsiget fremover, som markfuktighet og grunnvannstand og ikke minst værutviklingen videre utover våren og sommeren. Som nevnt tidligere er mark- og grunnvannsforholdene i år omtrent som normale. Værutviklingen videre kjenner vi imidlertid ikke. En må derfor anta at det er et slingringsmonn på ca. ± 10 TWh i beregningen over.

1.2 Magasinutviklingen

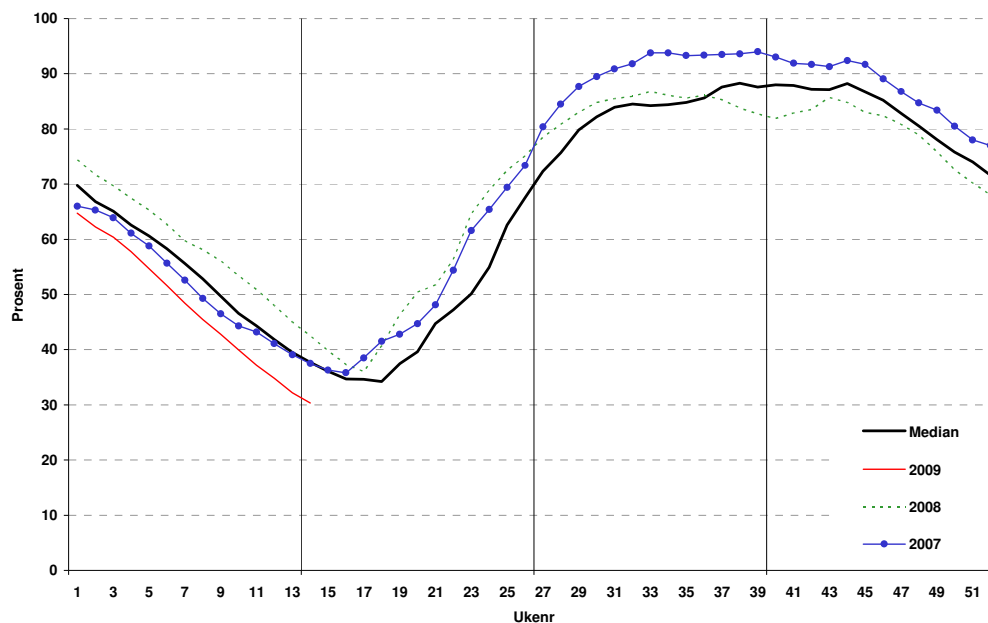
1.2.1 Norske vannmagasiner

Godt under normal magasinifylling

Året startet med fyllingsgrader under det normale¹ for årstiden og godt under fjorårets nivå. Forholdsvis høy produksjon førte til sterkere tapping av magasinene enn normalt frem mot våren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 32,2 prosent, eller 7,3 prosentpoeng under det normale for årstiden. Fyllingen ved utgangen av 1. kvartal 2009 var 12,8 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 10,8 TWh.

Magasinifylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 1. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2009	2008	Median	
Norge	32,2	45,0	39,5	84,3
Sverige	13,0	33,1	27,6	33,8
Finland	45,1	48,7	32,9	5,5

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

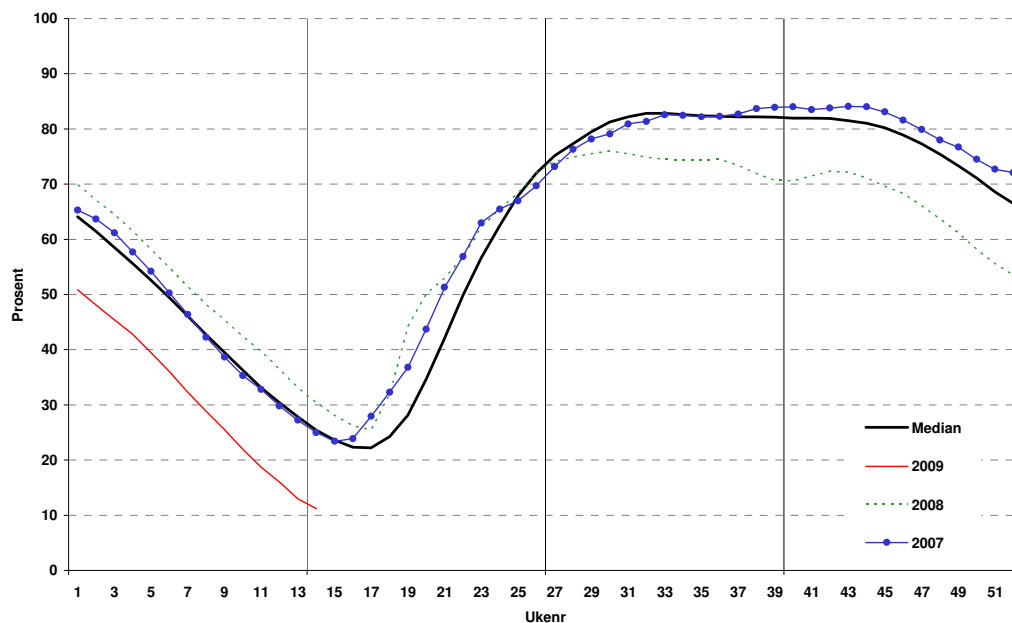


¹ Median for perioden 1990-2007

1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

I Sverige startet 2009 med en magasinfylling godt under både medianverdien² og fjorårets nivå. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 13,0 prosent, eller 14,6 prosentpoeng under medianverdien til samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av første kvartal 2009 var 20,1 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 6,8 TWh.

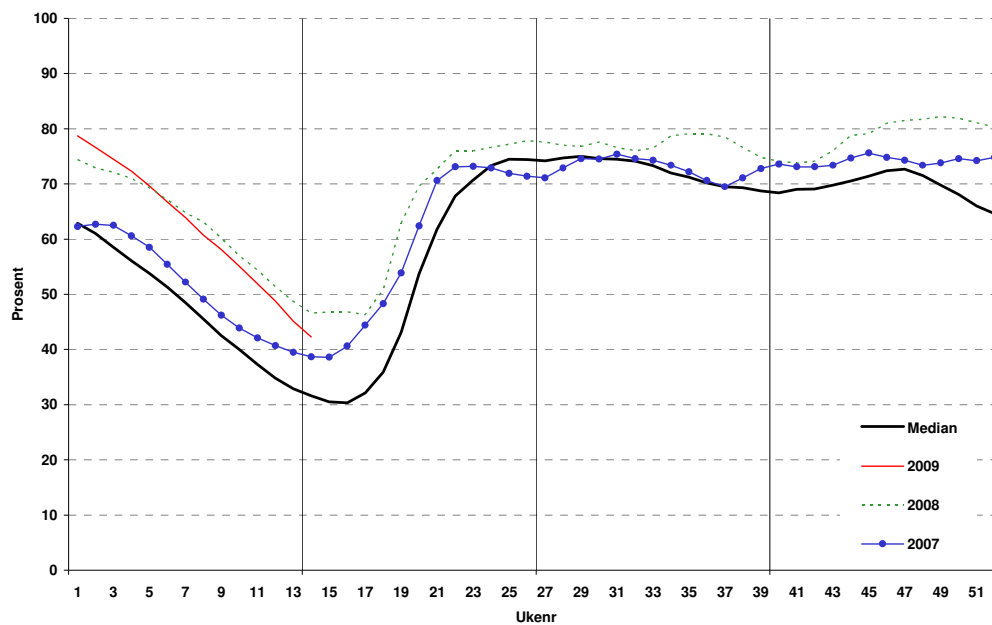
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2007, 2008 og 2009, prosent.
Kilde: Nord Pool



I Finland startet 2009 med magasinfylling godt over både medianverdien og fjorårets nivå. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 45,1 prosent, eller 12,2 prosentpoeng over medianverdien til samme tidspunkt for perioden 1978-2001. Fyllingen ved utgangen 1. kvartal 2009 var 3,6 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2008, og det tilsvarer en energimengde på 0,2 TWh.

² Middelerverdier for perioden 1950-2005.

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



1.3 Produksjon

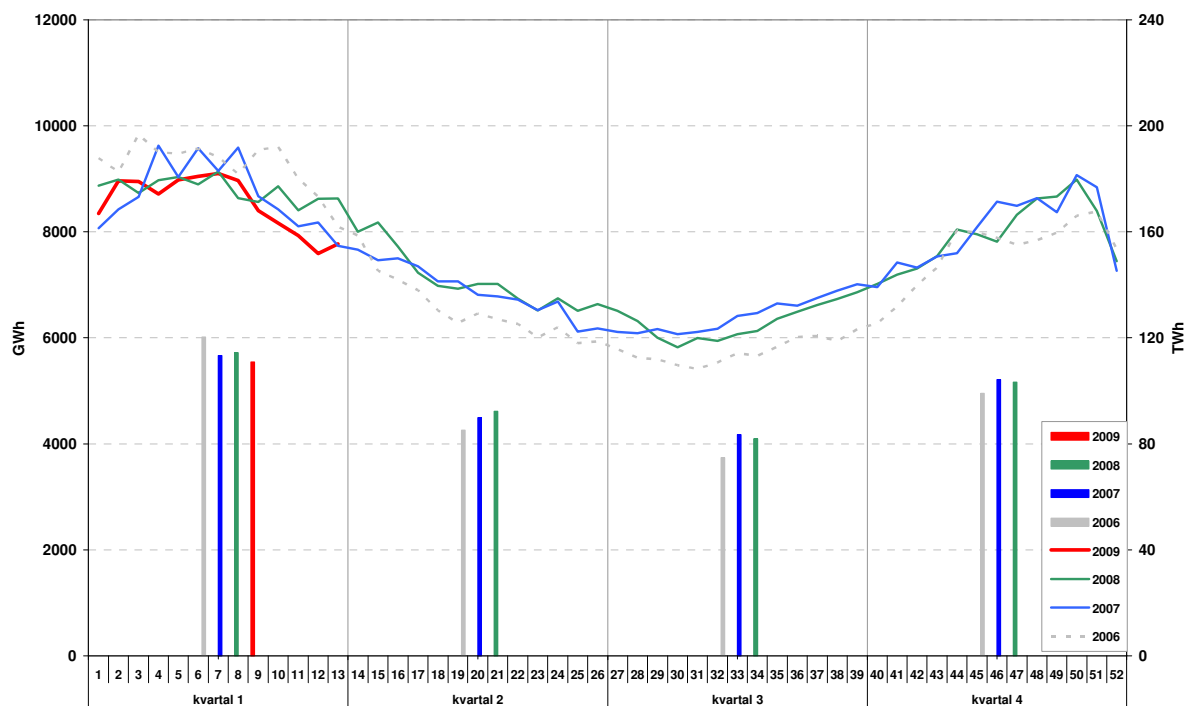
Totalt ble det produsert 110,3 TWh elektrisk kraft i Norden i første kvartal. Det er 4,2 TWh mindre enn i første kvartal 2008. Det er først og fremst lavere nordisk vannkraftproduksjon som har bidratt til

nedgangen. I Sverige har det også vært lavere produksjon i kjernekraftverkene. Det var en økning i den nordiske varmekraftproduksjonen, inkludert anlegget på Kårstø, men ikke nok til å utligne nedgangen i vannkraftproduksjonen.

Den samlede nordiske kraftproduksjonen var 389,1 TWh i de siste 52 ukene. Det er 5,5 TWh mindre enn i de foregående 52 ukene. Sammenlignet med året før har det vært høyere nordisk vannkraftproduksjon. Det er i hovedsak lavere dansk og finsk varmekraftproduksjon og svensk kjernekraftproduksjon som har bidratt til nedgangen.

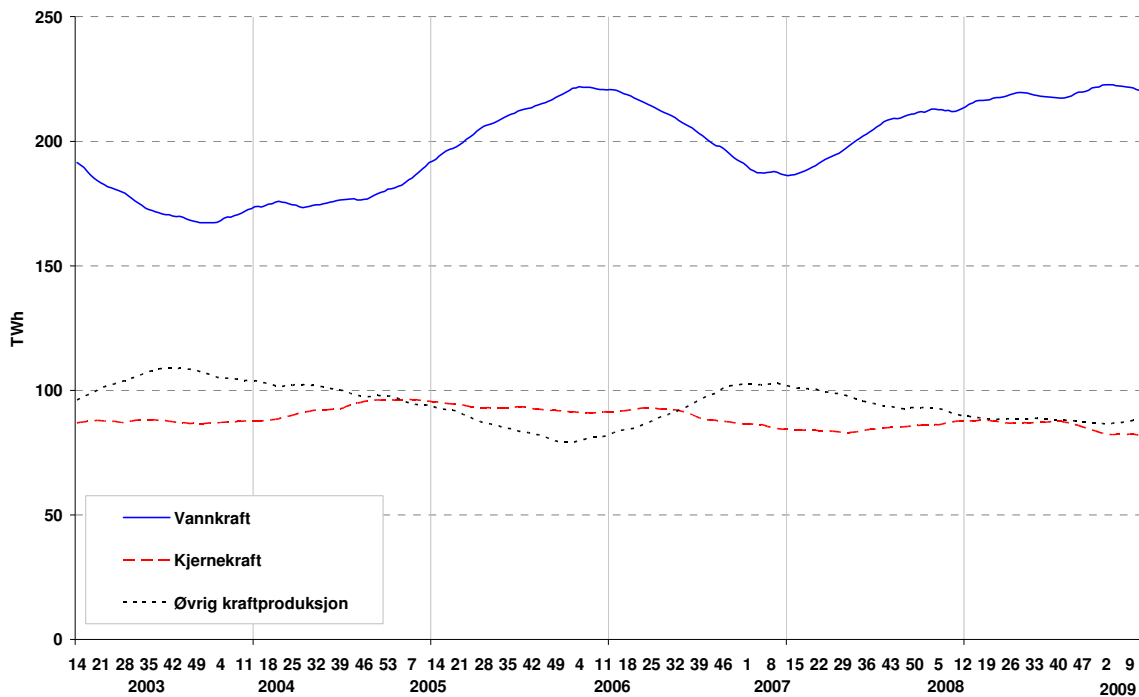
TWh	1.kv. 2009	Endring fra 1.kv. 2008	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	38,1	-5,2 %	140,6	-0,3 %
Sverige	40,5	-8,7 %	140,0	-2,8 %
Finland	20,8	4,6 %	73,6	-1,4 %
Danmark	10,9	7,8 %	35,0	-0,4 %
Norden	110,3	-3,7 %	389,1	-1,4 %

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



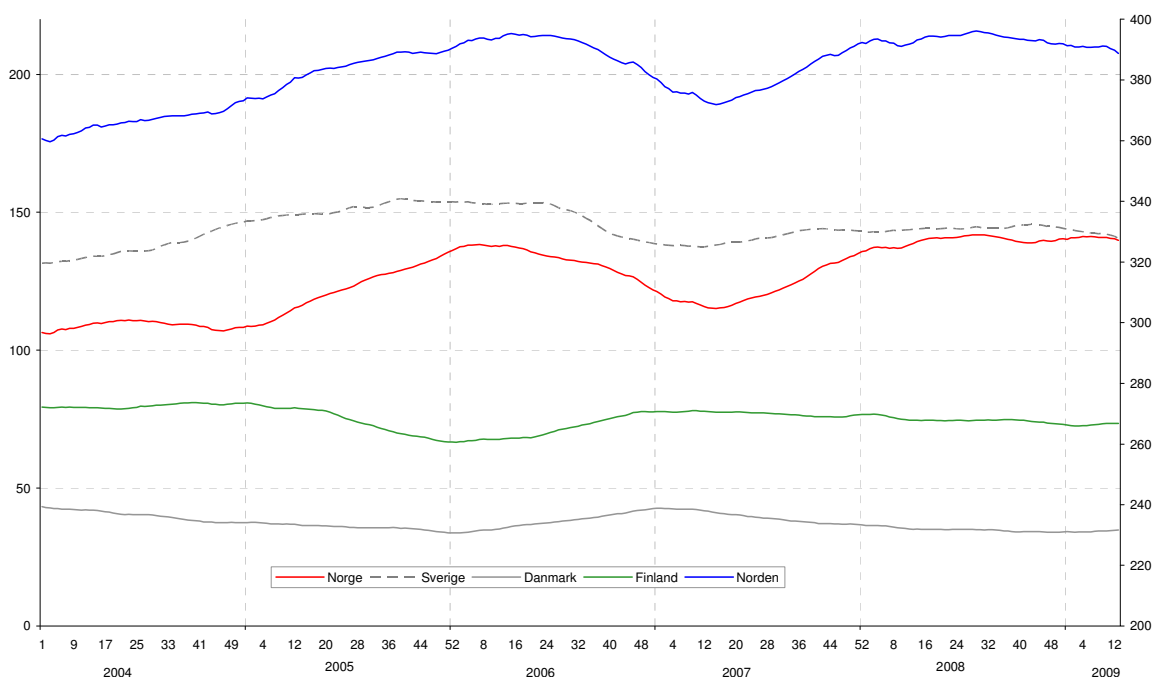
Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for de siste 52 ukene fordelt på teknologier, mens figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. Av den samlede nordiske kraftproduksjonen ble 56 prosent produsert i vannkraftverk. Totalt ble det produsert 218,5 TWh vannkraft i Norden i de siste 52 ukene. Det er 0,4 TWh mer enn i de foregående 52 ukene. Kjernekraft og øvrig varmekraft utgjorde henholdsvis 21 og 23 prosent av den totale produksjonen.

Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2003 – 2009, sum for de siste 52 ukene, TWh. Kilde: Nord Pool Spot



I Sverige og Norge bidrar den store andelen vannkraft til store svingninger i kraftproduksjonen gjennom året. I Danmark og Finland dominerer termisk kraftproduksjon som er mer stabil over tid. Det har vært en svak nedgang i årlig finsk og dansk termisk kraftproduksjon siden slutten av 2006. I Norge og Sverige har den årlige kraftproduksjonen økt over det samme tidsrommet. Mer eksport av norsk og svensk vannkraft vil isolert sett bidra til lavere termisk produksjon i resten av Norden.

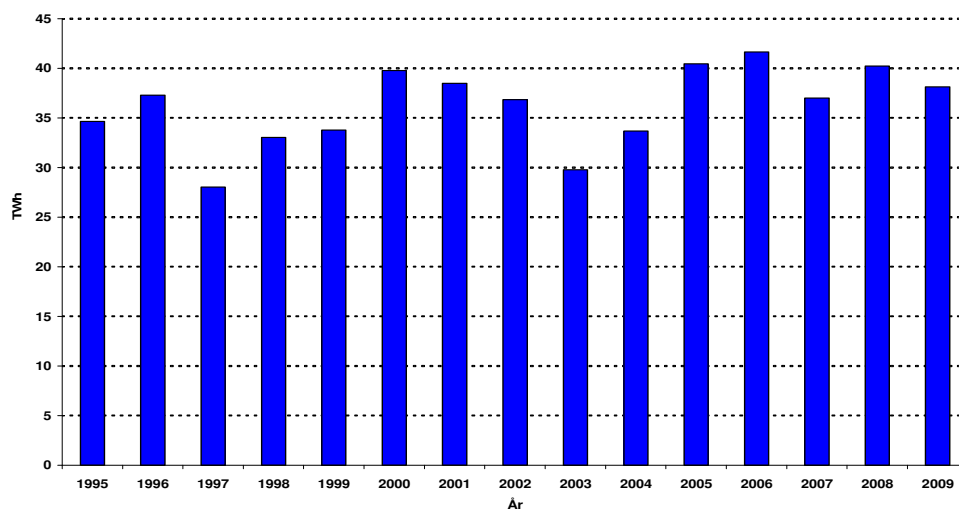
Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2004 – 2009, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse). TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.3.1 Norge – nedgang i produksjonen fra året før

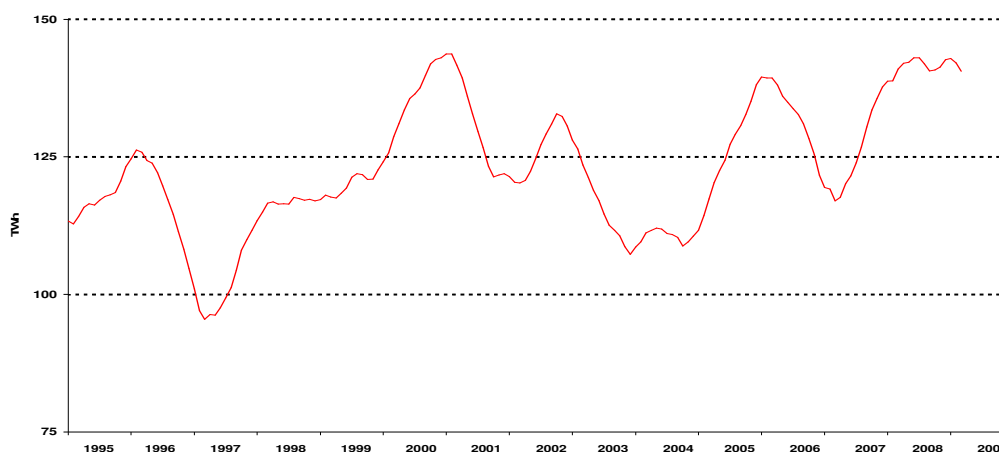
Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 38,1 TWh i første kvartal i 2009. Det er en nedgang på 5,2 prosent fra samme periode i fjor, og 3,5 TWh lavere enn høyeste produksjon i første kvartal som inntraff i 2006. Nedgangen i produksjonen henger sammen med mindre tilslag i første kvartal 2009 enn i samme kvartal i fjor og magasinfylling under normalt. Samtidig har det vært en økning i den termiske kraftproduksjonen. Kårstø startet opp igjen i uke 9 og har vært i drift siden. Installert effekt er 420 MW.

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



De siste 12 månedene er det produsert 140,6 TWh elektrisk kraft i Norge mot 140,9 TWh i tilsvarende periode året før. Det er en nedgang på 0,3 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er omlag 3 TWh lavere enn den høyeste produksjon for en 12-månedersperiode (143,7 TWh) og nesten 11 TWh høyere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til 130 TWh. Det var først og fremst sterk tapping av magasinene, samt tilsig over normalt som førte til den høye kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

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



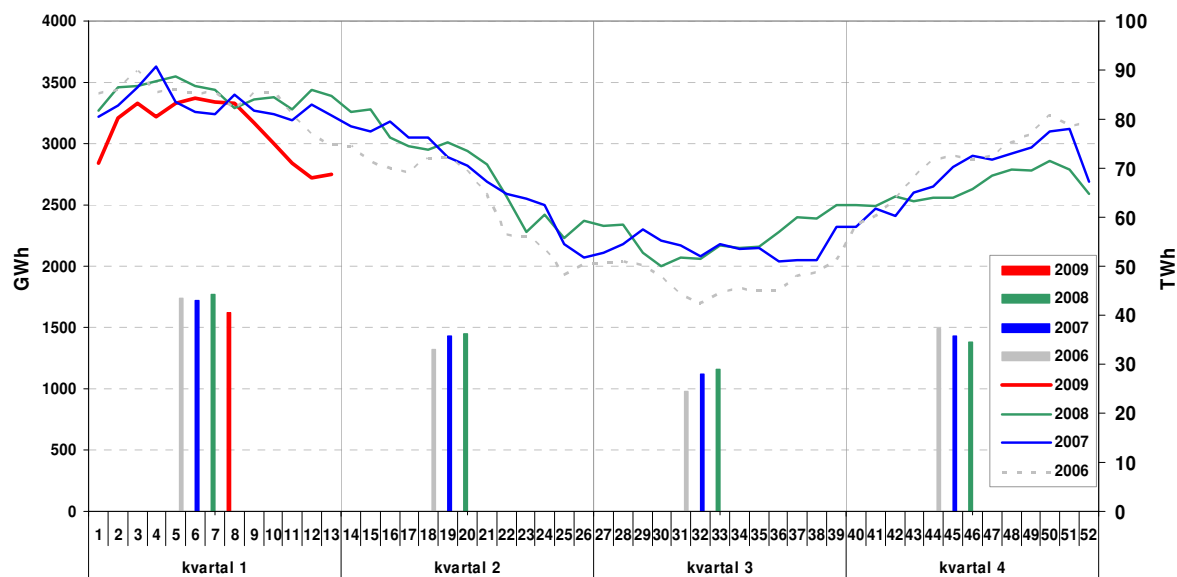
Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996 og 2002 resulterte i lav produksjon, mens våårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004. På samme måte førte lite snø vinteren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

1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene

Den svenske kraftproduksjonen utgjorde 40,5 TWh i første kvartal i år. Det er 3,8 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Vi må tilbake til 2003 for å finne lavere svensk produksjon i et første kvartal. Sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor har det vært nedgang i både vannkraft- og kjernekraftproduksjonen. Det er i slutten av kvartalet at nedgangen har vært størst.

I underkant av 50 prosent av den svenske kraftproduksjonen er vannkraftproduksjon og den er hovedsakelig lokalisert nord i Sverige. Det har vært lite tilsig i dette området og ved slutten av kvartalet var fyllingsgraden i de svenske vannmagasinene nesten 15 prosentpoeng under det normale. Den lave fyllingsgraden har gjort seg mer gjeldende utover kvartalet og vannkraftproduksjonen har falt. Den svenske kjernekraftproduksjonen viste også et fall mot slutten av kvartalet. Det skyldes først og fremst Oskarshamn 3 som gikk inn i en vedlikeholdsperiode fra 1. mars og Ringhals 1 som startet sin revisjonsperiode i midten av mars. Kraftverkene er ventet tilbake i drift i slutten av inneværende halvår. Oskarshamn 3 vil da ha 20 prosent høyere produksjonskapasitet.

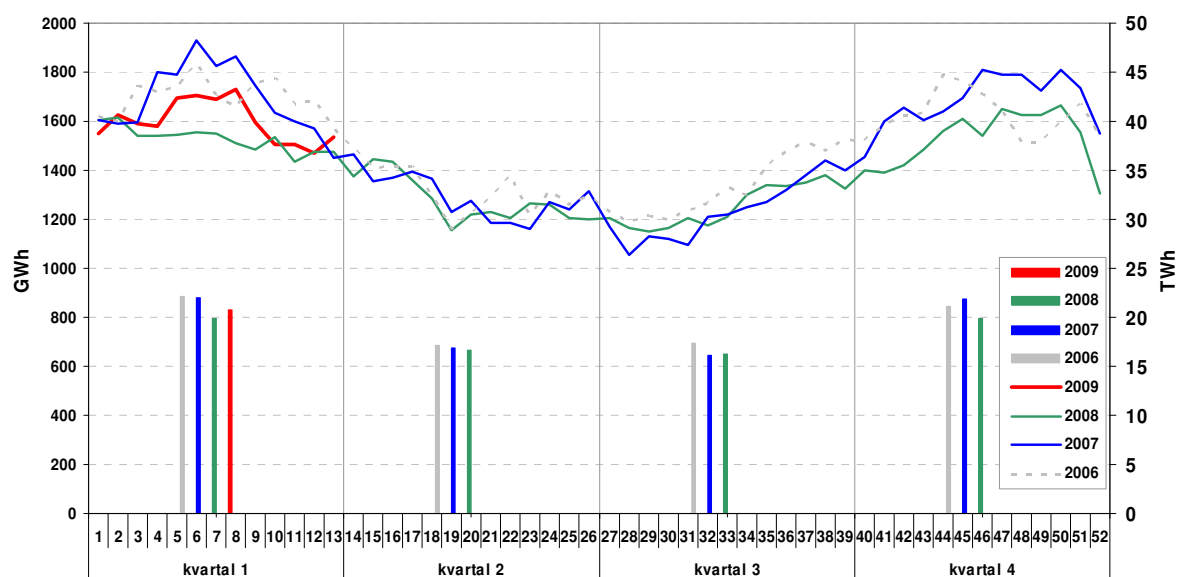
Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



I Finland var kraftproduksjonen 20,8 TWh i første kvartal i år. Det er 0,9 TWh høyere enn i første kvartal 2008. Mer enn 50 prosent av den finske kraftproduksjonen er varmekraft. Det er først og fremst i denne kategorien produksjonen økte. Mindre eksport av vannkraft fra resten av Norden har økt etterspørselen etter kullkraft i Finland. Den finske kjernekraftproduksjonen er svært stabil. Den økte 0,2 TWh sammenliknet med første kvartal i fjor.

Den samlede finske kraftproduksjonen utgjorde 73,6 TWh de siste 52 ukene. Det er 1 TWh mindre enn i de foregående 52 ukene. Den sterke økningen i prisen på brensel utover i 2008 har bidratt til nedgangen. De to siste kvartalene har imidlertid prisene på brensel falt mye og redusert produksjonskostnadene i termiske kraftverk. Dette har medvirket til høyere produksjon i siste halvdel av perioden.

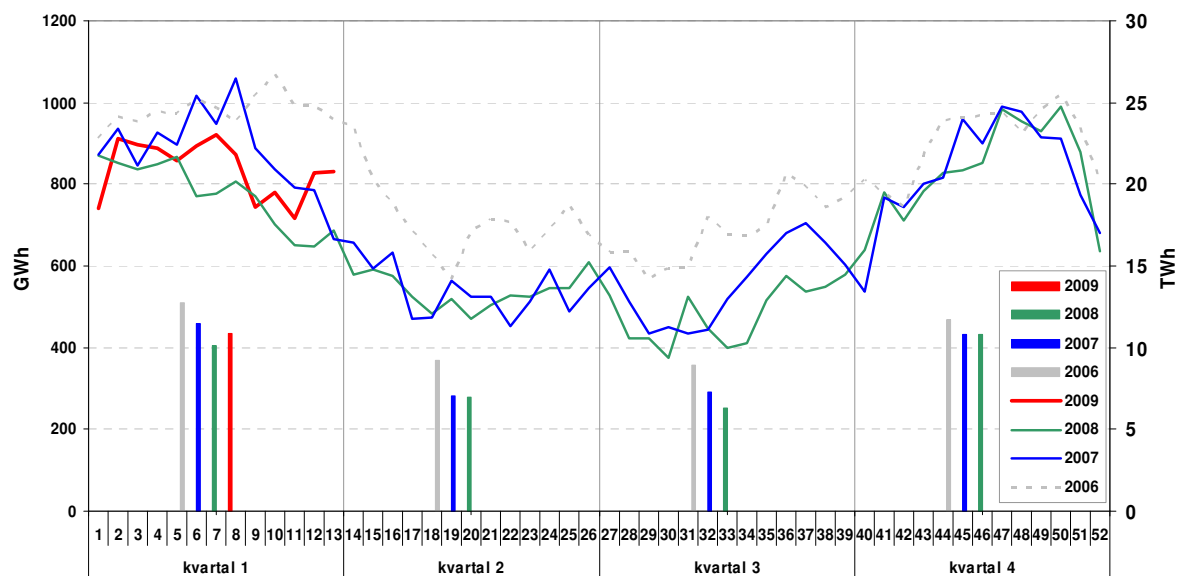
Figur 1.3.7 Finsk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Den samlede danske kraftproduksjonen var 10,9 TWh i første kvartal. Det er en økning 0,8 TWh fra første kvartal i fjor. Økt dansk varmekraftproduksjon har mer enn kompensert reduksjonen i den danske vindkraftproduksjonen. Vindkraftproduksjonen tilsvarer 15 prosent av den totale danske kraftproduksjonen i første kvartal i år, og falt med 1 TWh fra første kvartal i fjor. Den største delen av den danske produksjonskapasiteten er lokalisert på Jylland. Relativt sett økte produksjonen like mye på Jylland og Sjælland.

I sum for de siste 52 ukene var den danske kraftproduksjonen 35,0 TWh. Det er en svak nedgang sammenliknet med tilsvarende periode året før.

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



1.4 Forbruk

Det samlede nordiske kraftforbruket var 110,7 TWh i første kvartal. Det er en nedgang på 2,9 TWh eller 2,5 prosent sammenlignet med første kvartal 2008. Det er det laveste nordiske kraftforbruket i første kvartal siden 1999.

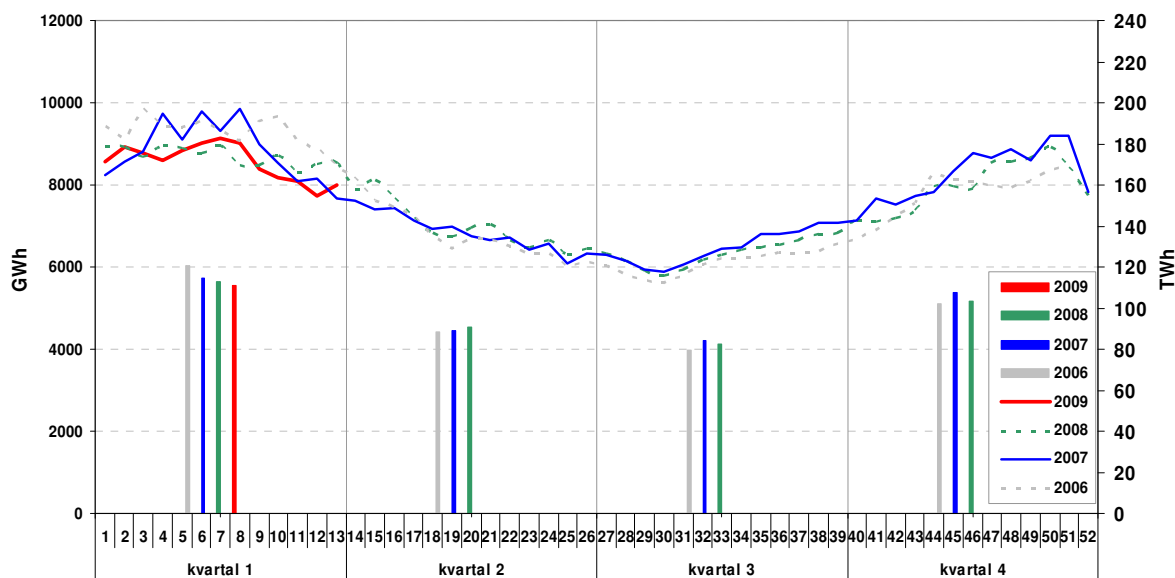
Forbruksnedgangen kom på

tross av kaldere vær i Norden i første kvartal i år sammenlignet med ett år tilbake. Det er således nærliggende å se forbruksnedgangen i sammenheng med lavere økonomisk vekst som følge av den internasjonale finanskrisen. Finanskrisen har gradvis påvirket aktiviteten og kraftforbruket i den nordiske industrien. Det var nedgang i kraftforbruket i alle de nordiske landene, og nedgangen var størst i Finland og Sverige. Disse to landene sto samlet for tre firedeler av reduksjonen i det nordiske kraftforbruket.

I sum for de siste 52 ukene har det nordiske kraftforbruket vært 388,7 TWh. Det er en nedgang på 6,2 TWh sammenlignet med samme periode for ett år siden. Det har vært nedgang i alle de nordiske landene med unntak av Norge, der kraftforbruket var omtrent uendret. Det er først og fremst i tredje og fjerde kvartal i fjor at kraftforbruket har ligget under tilsvarende periode året før. En stor andel av det nordiske forbruket benyttes til oppvarming, og varmere vær forklarer deler av nedgangen i denne perioden. Det har vært størst nedgang i det finske kraftforbruket.

TWh	1.kv. 2009	Endring fra 1.kv. 2008	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	37,2	-1,2 %	128,4	0,0 %
Sverige	40,8	-1,7 %	141,1	-1,4 %
Finland	23,1	-5,6 %	83,7	-4,8 %
Danmark	9,5	-4,1 %	35,6	-0,3 %
Norden	110,7	-2,5 %	388,7	-1,6 %

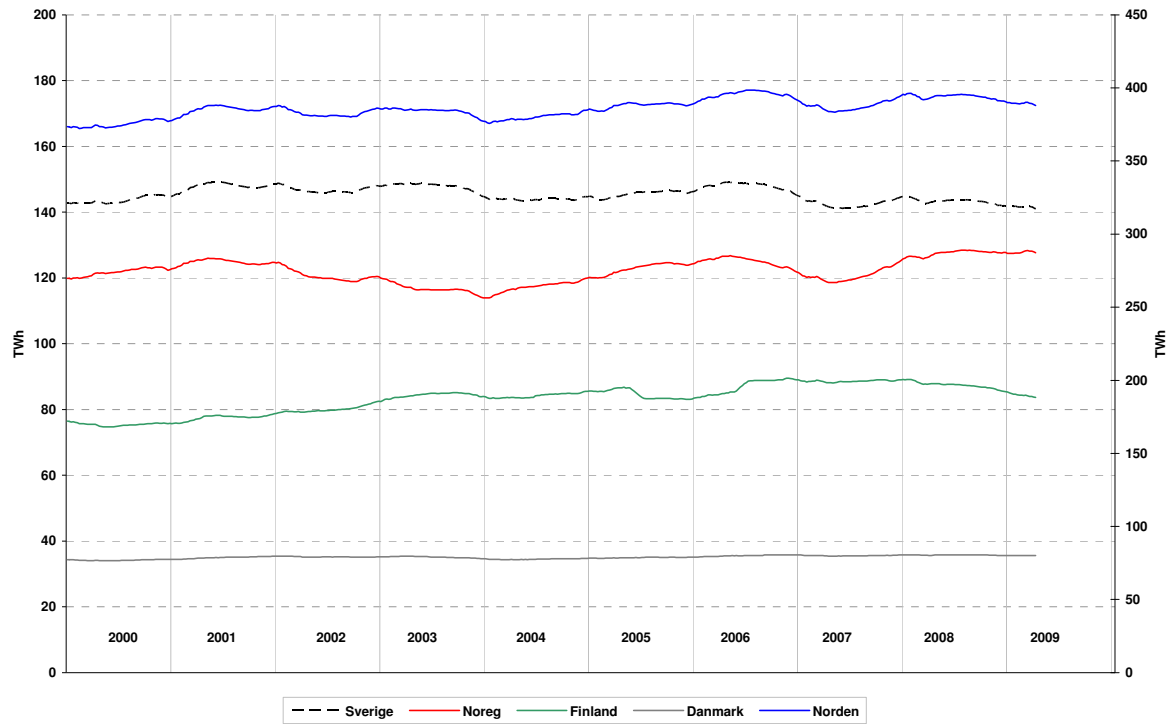
Figur 1.4.1 Samlet nordisk kraftforbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for de siste 52 ukene fordelt på land fra 2000 til 2009. Danmark gjør i hovedsak bruk av fjernvarme til oppvarmingsformål. Vi ser derfor ikke like store sesongmessige svingninger i det danske forbruket. Det har vært størst vekst i kraftforbruket i Norge og Finland. Der har årsforbruket økt med henholdsvis 8 og 7 TWh siden

2000. Sverige har hatt en nedgang på 1,7 TWh. Det danske årsforbruket har steget jevnt med 1 TWh fra 2000 til 2008.

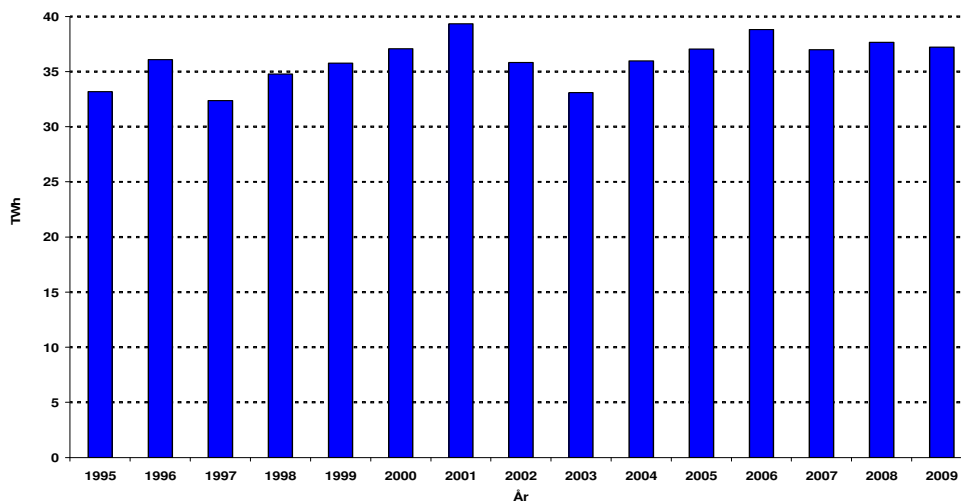
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2009, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse), TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.4.1 Norge – Fortsatt høyt forbruk

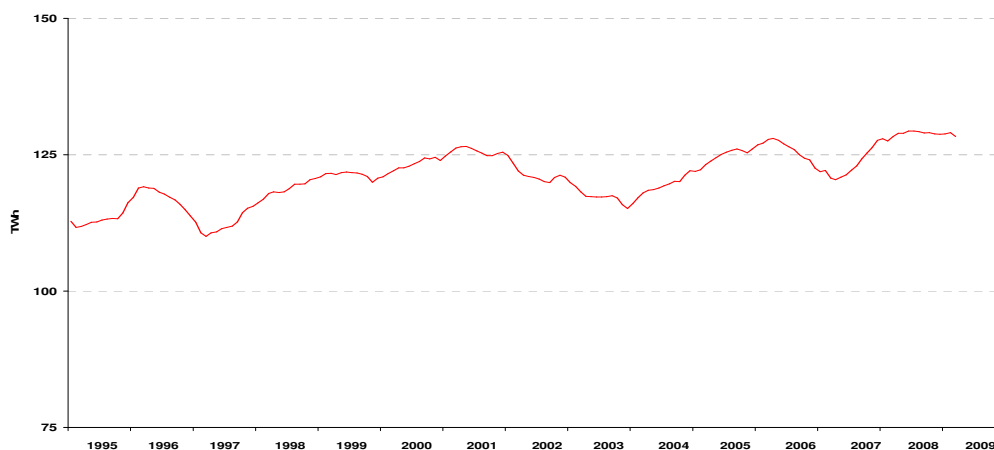
Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i første kvartal 37,2 TWh mot 37,6 TWh i samme kvartal i 2008. Det er en nedgang på 1,2 prosent. Forbruket i første kvartal i år er det fjerde høyeste noensinne. Høyest var 2001 med 39,3 TWh.

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



De siste 12 månedene har elektrisitetsforbruket vært 128,4 TWh, eller omtrent som i samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene er dermed omlag 1 TWh lavere enn det høyeste forbruket for en 12-månedersperiode (129,3 TWh) og ca 1,5 TWh mindre enn midlere årsproduksjon.

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

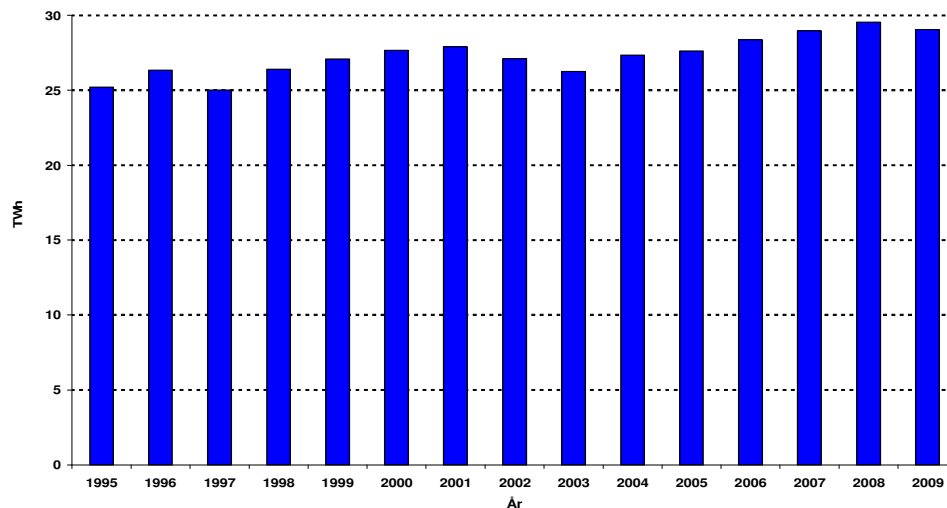


Fra april 2006 falt forbruket i 12 måneder. Fra mai 2007 følger en sammenhengende vekstperiode, som i de siste månedene har flatet ut. Hovedårsaken til utflatingen er den sterke nedgangen i forbruket i kraftintensiv industri de siste månedene.

Forbruket i alminnelig forsyning var 28,5 TWh i første kvartal i år mot 27,4 TWh i tilsvarende kvartal i 2008. Det er en økning på 3,7 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en økning på 1,3 prosent.

Første kvartal var atskillig kaldere enn samme kvartal 2008, men likevel noe varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 29,0 TWh i første kvartal mot 29,5 TWh i tilsvarende kvartal 2008, en nedgang på 1,7 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en nedgang på 0,2 prosent.

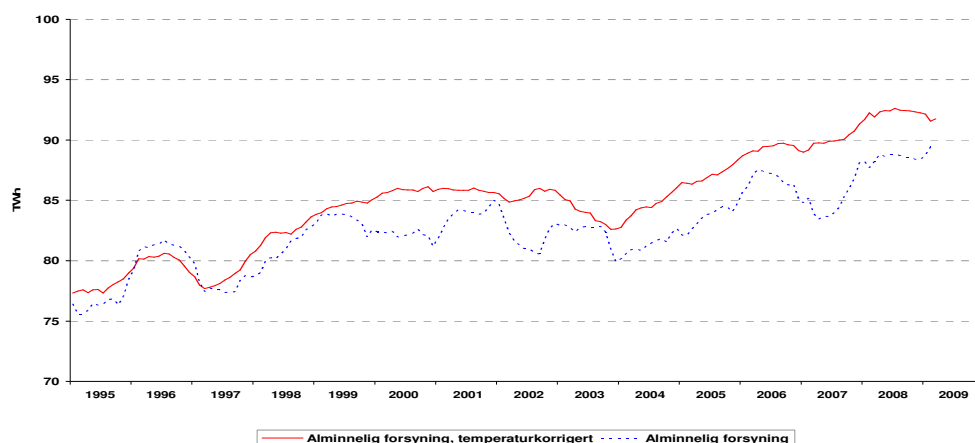
Figur 1.4.5 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, første kvartal 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



Figur 1.4.5 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i første kvartal stort sett har økt jevnt i perioden 2003-2008. I 2009 ser vi en nedgang i forbruket, noe som har sammenheng med lavere økonomisk vekst den siste tiden. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i første kvartal er allikevel det nest høyeste som er blitt registrert i dette kvartalet, og bare litt lavere enn i 2008.

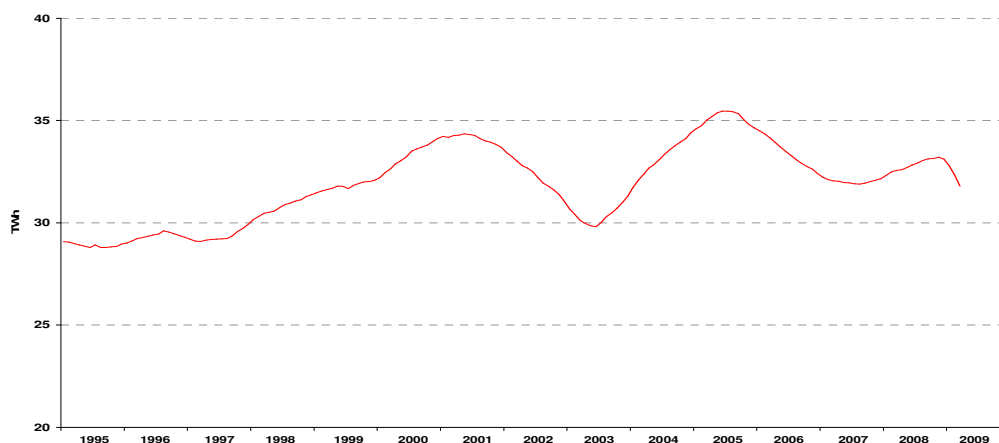
Figur 1.4.6 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning de siste 12 måneder er i ferd med å flate ut etter å ha steget fra februar 2007 til juli 2008.

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



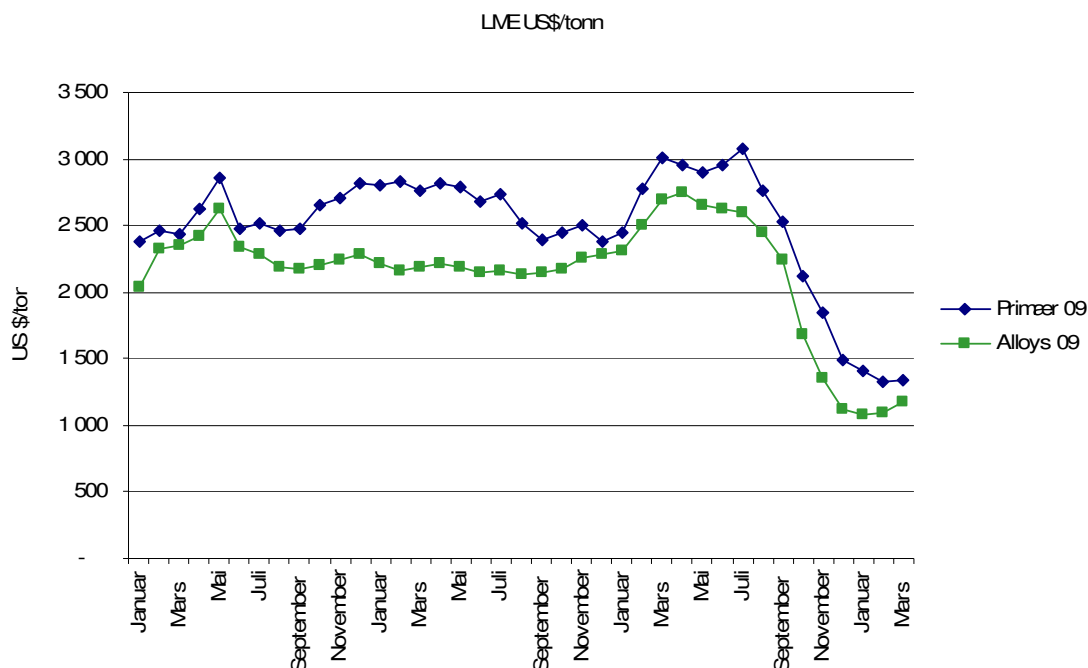
Kraftforbruket i kraftintensiv industri var i sterk vekst fra sommeren 2003 og frem til høsten 2005. Økningen hadde sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i deler av 2003 solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv. Siden høsten 2005 har forbruket i denne sektoren avtatt på grunn av blant annet redusert aktivitet og nedleggelse for deler av industrien som følge av høye kraftpriser og lave produktpriser. Fra høsten 2007 var det igjen økning i denne forbrukssektoren, mens vi de siste månedene ser enn sterk nedgang..

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



Forbruket i kraftintensiv industri var i første kvartal 15,7 prosent lavere enn i samme periode i 2008. Gjennom pressemeldinger og media vet vi at Hydro har valgt å forsure utfasingen av Søderbergteknologien på Karmøy. Dette tilsvarer et elektrisitetsforbruk på årsbasis på over 1,5 TWh. I tillegg har de valgt å midlertidig stenge den eldste produksjonslinjen på Sunndalsøra. Denne linjen har et årsforbruk på 1,6 TWh. Sør Norge Aluminium har redusert produksjonskapasiteten med 50 prosent. En viktig forklaring på disse reduksjonene finner vi i grafen nedenfor som viser utviklingen i prisen på aluminium.

Figur 1.4.8 Pris på aluminium og legeringer per måned \$/tonn, januar 07 - mars09. Kilde: LME

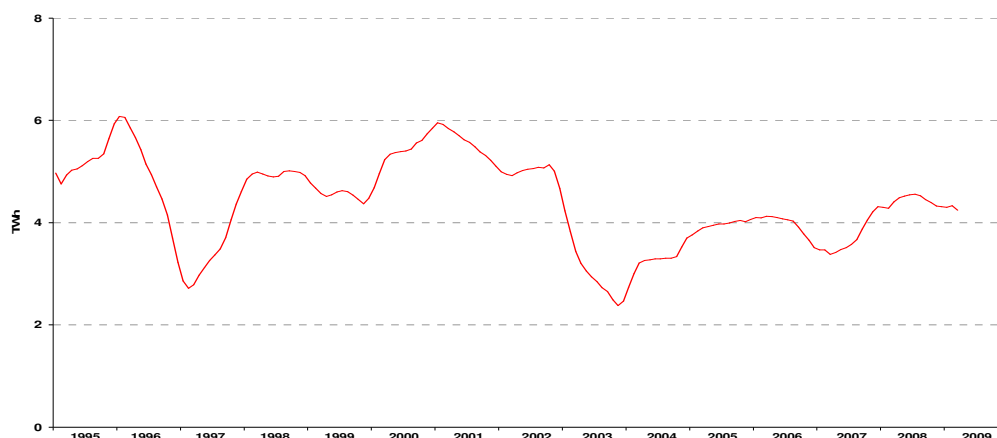


Blant andre aktører innen kraftintensiv industri har Elkem annonsert reduksjoner på anleggene i Salten og Thamshavn. De siste 12 månedene har forbruket i kraftintensiv industri vært 31,8 TWh referert kraftstasjon. Det er en nedgang på 2,3 prosent fra samme periode ett år før.

Forbruket av kraft til elektrokjeler var i første kvartal 4,9 prosent lavere enn i tilsvarende periode i 2008. De siste 12 månedene har forbruket vært 4,2 TWh som er 3,8 prosent lavere enn i samme periode ett år tidligere. 12-månedersforbruket er om lag 70 prosent av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

Fra høsten 2008 har imidlertid oljeprisen falt kraftig og har siden holdt seg på et lavt nivå. Kraftprisene har også falt i denne perioden, men relativt sett ikke så mye som oljeprisen. Dette antas å være hovedgrunnen til nedgangen i kraftforbruket til elektrokjeler.

Figur 1.4.9 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for de siste 12 månedene, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



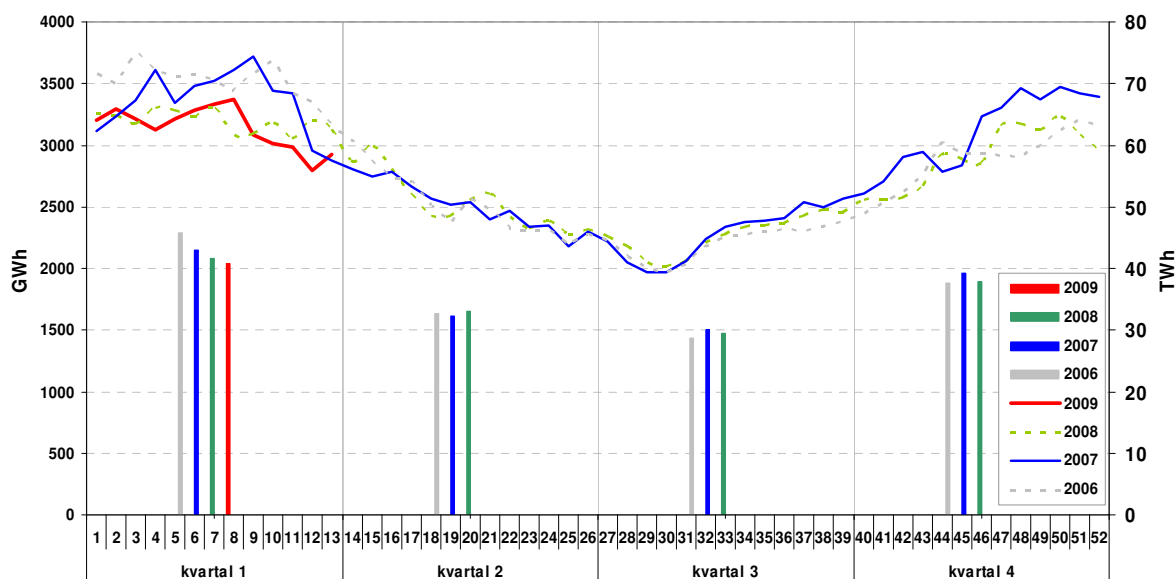
Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1995-2009 er fra rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å kreve en høyere kraftpris for å koble ut enn det som er observert i samme periode.

1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene

Det svenske kraftforbruket var 40,8 TWh i første kvartal. Det er 0,7 TWh mindre enn i første kvartal i fjor. Korrigert til normale temperaturer har nedgangen i det svenske kraftforbruket vært enda større. Det svenske temperaturkorrigerte kraftforbruket var 41,9 TWh i første kvartal. Det er 3,9 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor.

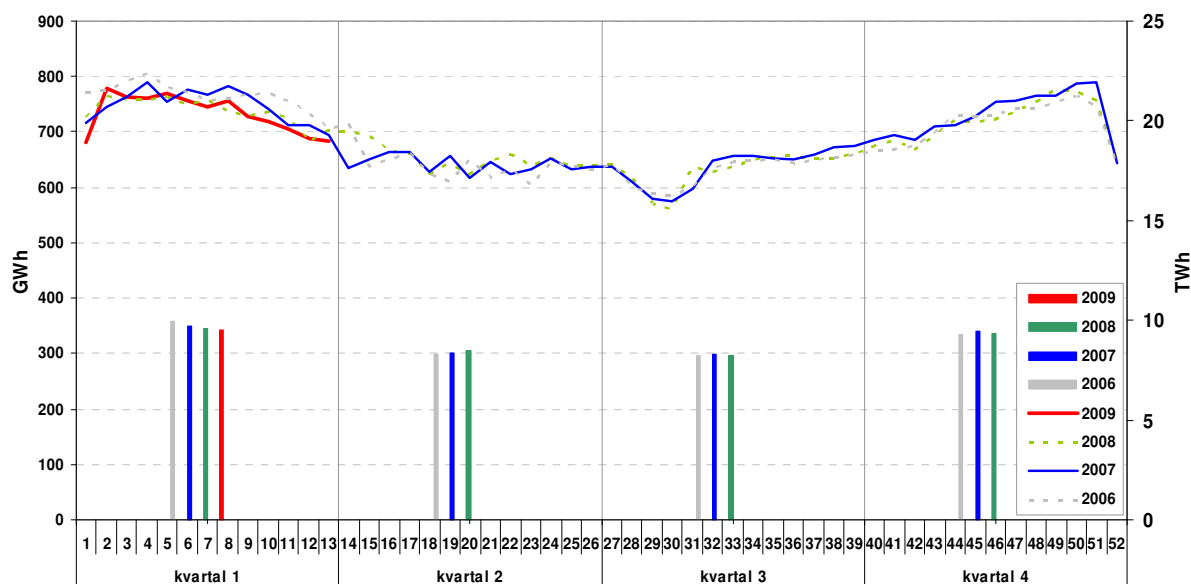
Det svenske kraftforbruket var 141,1 TWh i sum for de siste 52 ukene. Det er den laveste svenske årsforbruket som er registrert siden 1990-tallet.

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



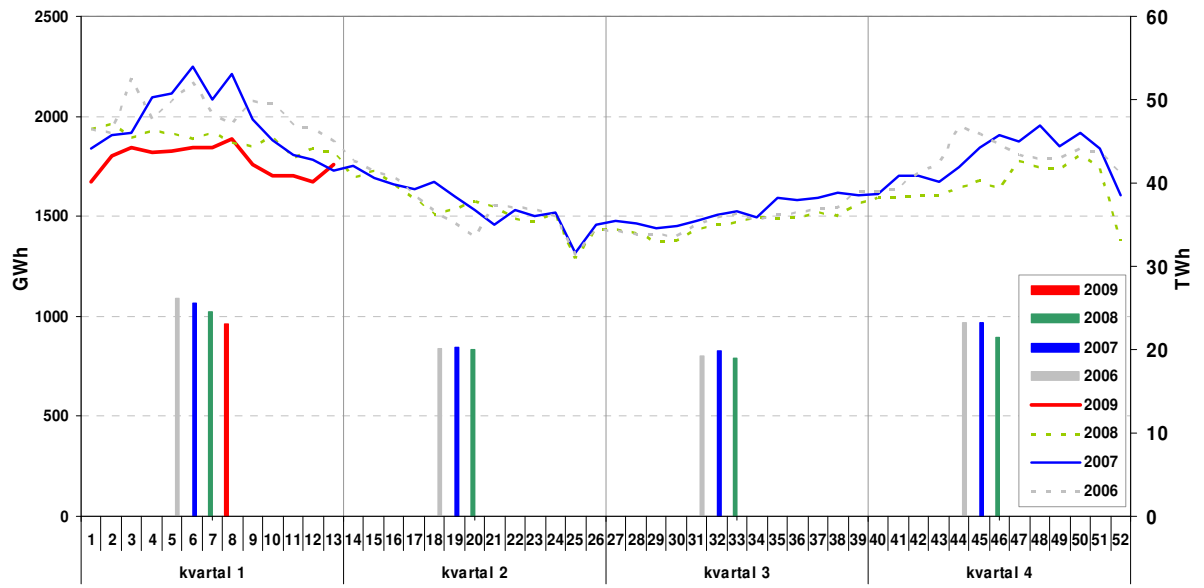
Kraftforbruket i Danmark var 9,5 TWh i første kvartal. Det er 0,4 TWh mindre enn i første kvartal 2008. Det var 5,5 TWh kraftforbruk på Jylland og 4 TWh på Sjælland. I sum for de siste 52 ukene var det danske kraftforbruket 35,6 TWh. Det er omtrent uendret sammenlignet med de foregående 52 ukene.

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



Det finske kraftforbruket var 23,1 TWh i første kvartal. Det er 1,4 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Det er det laveste registrerte kraftforbruket i første kvartal siden 2002. Det var kun i uke 8 at det finske kraftforbruket var høyere enn tilsvarende uke i fjor. Det var spesielt kaldt denne uken. De siste 52 ukene var det finske kraftforbruket 83,7 TWh. Det er 1,4 TWh mindre enn i tilsvarende periode året før. Lavere elektrisitetsforbruk i finsk papirindustri bidrar til å forklare nedgangen i Finland.

Figur 1.4.12 Finsk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



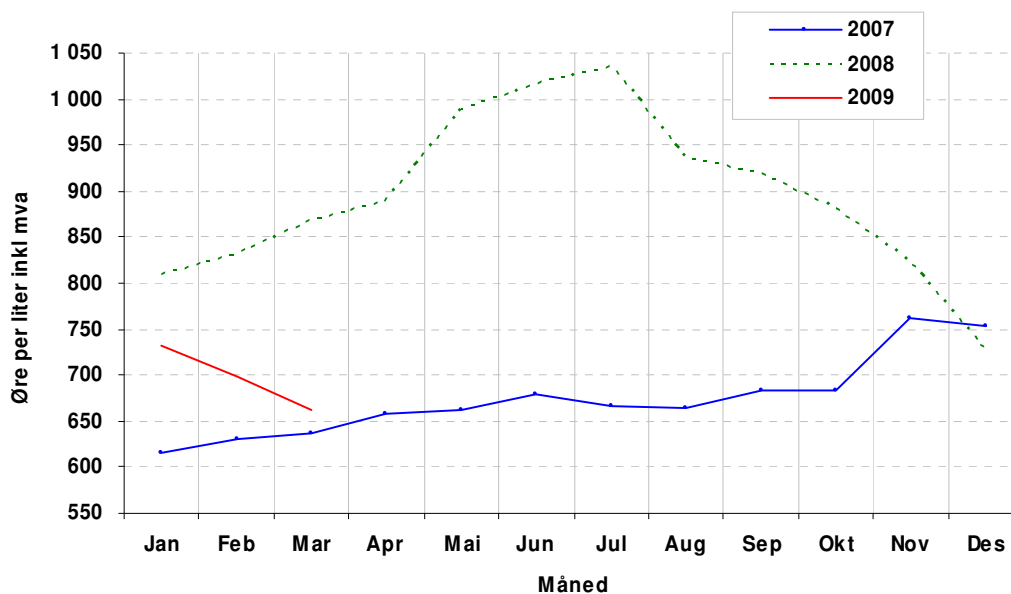
1.5 Andre energibærere i Norge

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

Fyringsoljer

Av petroleumsprodukter til oppvarming i stasjonær sektor benyttes i hovedsak fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin benyttes stort sett i husholdningene. Lett fyringsolje benyttes i flere sektorer, men vi fokuserer her på stasjonære formål innenfor industri, bergverk og kraftforsyning, husholdninger, næringsbygg mv og offentlig virksomhet. Bruken av petroleumsprodukter til oppvarming avhenger i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet fordi mange sluttbrukere har utstyr som tillater veksling til den til enhver tid rimeligste energibæreren. Ikke volumveid gjennomsnittspris³ på lett fyringsolje har i første kvartal 2009 vært rundt 16 prosent lavere enn for tilsvarende periode i fjor. Grafen under viser at prisen steg kraftig i første halvdel av 2008, mens den siden forrige sommer har sunket jevnt mot samme nivå som i 2007.

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

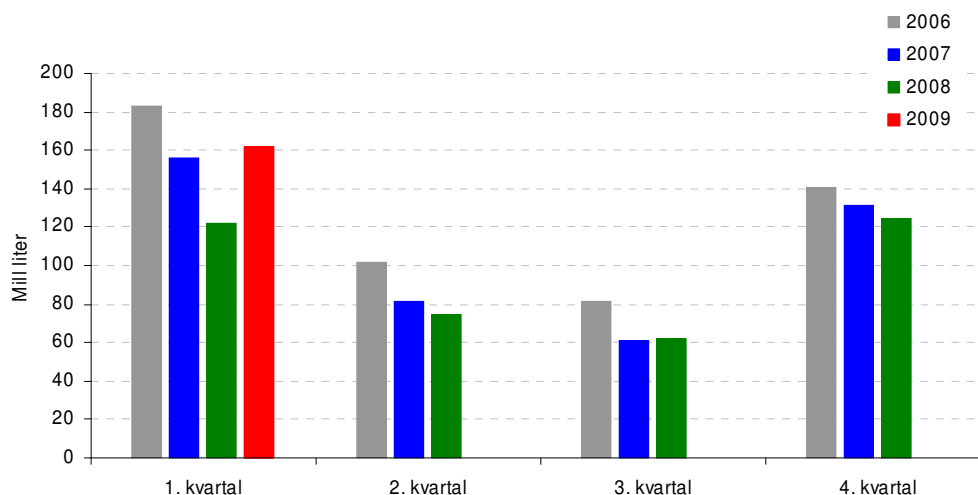


³ Priser fra Norsk petroleumsinstitutt, som bruker priser SSB samler inn i forbindelse med konsumprisindeksen. For fyringsolje er det levering av olje med standard kvalitet fra oljeselskapene til fem ulike steder i Norge som samles inn. Prisene er medregnet dropp tillegg, kjøret tillegg og gjennomsnittlig rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av disse prisene regnes et veid gjennomsnitt.

Figuren under viser at det i første kvartal 2009 ble solgt 162 millioner liter lett fyringsolje til de aktuelle sektorene (Industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet). Dette er en økning på ca. 33 prosent fra første kvartal 2008, og en økning på 4 prosent i forhold til første kvartal 2007. Dette er en oppgang i forhold til trend de siste årene. Det var en lignende oppgang i 1. kvartal 2006, da salget gikk markant opp i forhold til 1. kvartal 2005. Dette kan ha sammenheng med at prisen på fyringsolje har sunket siden juli 2008, samt at elektrisitetsprisen var relativt høy i samme periode. Temperatur var høyere enn normalt i januar og mars, mens den i februar var under normalt. Kuldeperioden i februar kan ha bidratt til det økte salget av fyringsoljer. Sektorene bolig, næringsbygg og offentlig virksomhet hadde den største økningen i forbruket. .

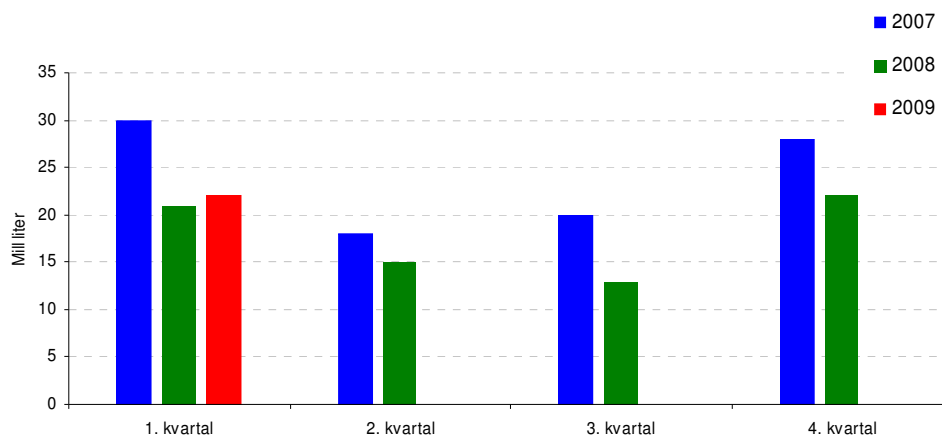
I første kvartal 2009 ble det solgt 22 millioner liter fyringsparafin mot 21 millioner liter i første kvartal 2008, og 30 millioner i første kvartal 2007. Det er en økning på ca 5 prosent i forhold til tilsvarende kvartal i fjor. Salget av fyringsparafin har jevnt over gått ned siden 2003

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



I fjerde kvartal 2008 ble det solgt 22 millioner liter fyringsparafin mot 28 millioner liter i fjerde kvartal 2007, og 25 millioner i fjerde kvartal 2006. Det er en reduksjon på vel 21 prosent i forhold til tilsvarende kvartal i fjor. Salget har jevnt over gått ned i hele 2008 i forhold til 2007.

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



Ved

Det foreligger ennå ikke tall for vedforbruket i 2008.

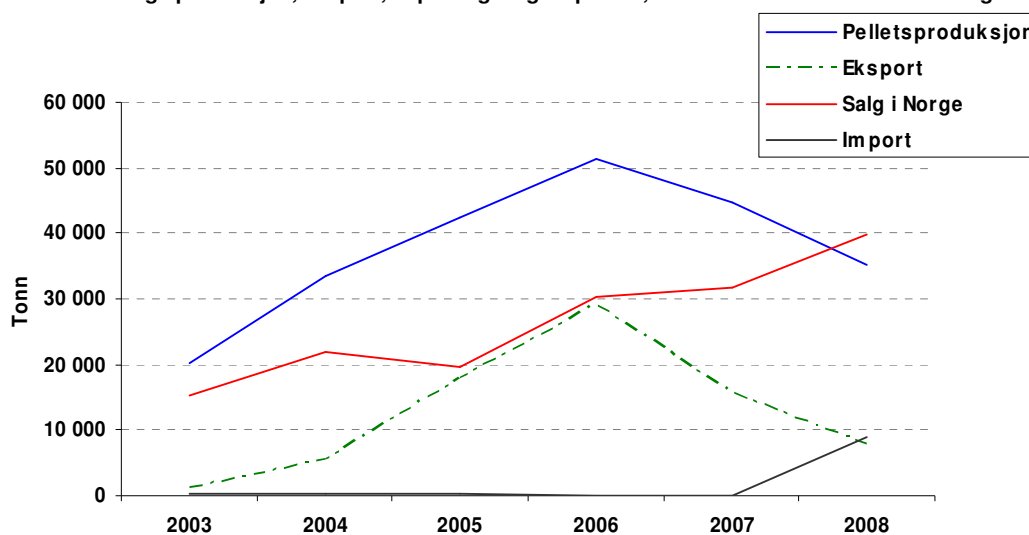
For priser, se Kvartalsrapport 2/2008.

Annen bioenergi

Tallene for annen bioenergi dekker produktene pellets og briketter.

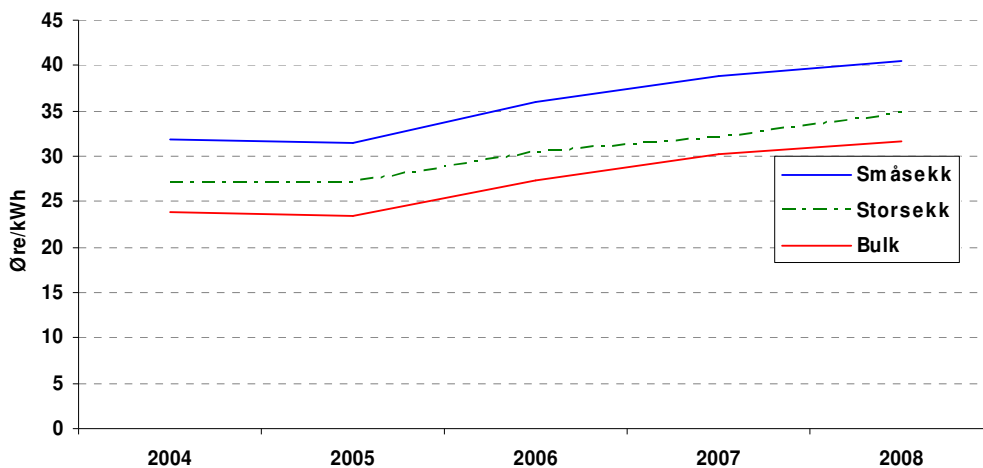
Produksjon av pellets har gått markant ned fra 2006 til 2008, med en reduksjon fra ca 51 300 tonn i 2006 til ca 35 000 i 2008. Det har likevel vært en økning i forbruk av pellets i Norge, med et innenlandsk salg på nesten 40 000 tonn, som er en dobling siden 2005. Det ble importert ca 9 000 tonn.

Figur 1.5.4 Utvikling i produksjon, eksport, import og salg av pellets, 2003-2008. Kilde: Norsk Bioenergiforening



Figuren under viser utvikling i pelletspriser, opplastet ved fabrikk, eks mva.⁴. Prisene er gjennomsnittspriser, veid med hensyn på omsetningsvolumet av de forskjellige varepartiene som har blitt solgt.

Figur 1.5.5 Utvikling i pelletspriser, 2004-2008. Kilde: Norsk Bioenergiforening

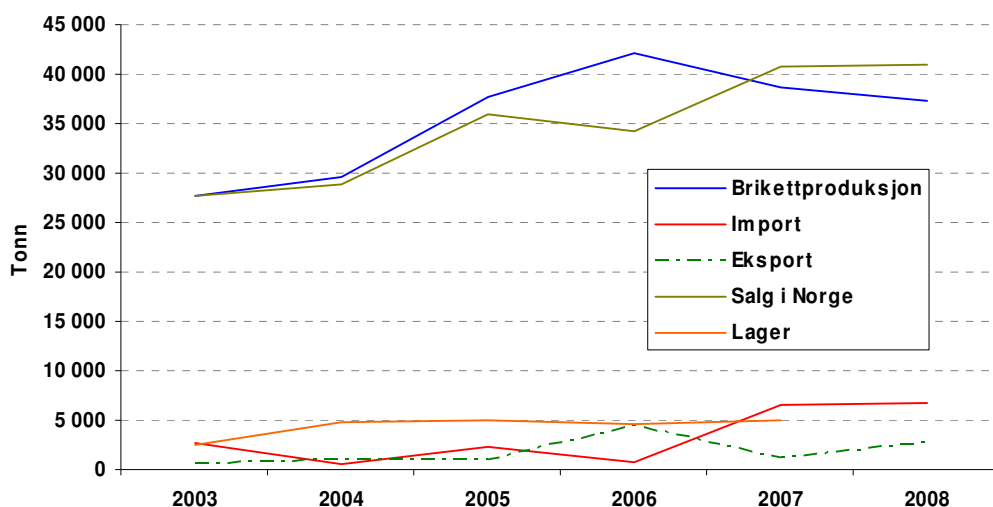


Salget av pellets skjer hovedsakelig i småsekk og bulk. I tillegg selges en del i storsekk. Av det totale salget har salget av småsekk gått ned, storsekksalget er omtrent som i 2007, mens totalsalget i bulk (inkl. eksport) har økt med rundt 40 prosent.

Brikettproduksjonen ligger på nesten samme nivå som pelletsproduksjonen. Det ble produsert ca 37 400 tonn briketter i Norge i 2008, en reduksjon på 3 prosent fra 2007. I tillegg ble det importert 6 800 tonn, og til sammen ca 41 000 tonn ble solgt innenlands. Briketter selges hovedsaklig som bulk.

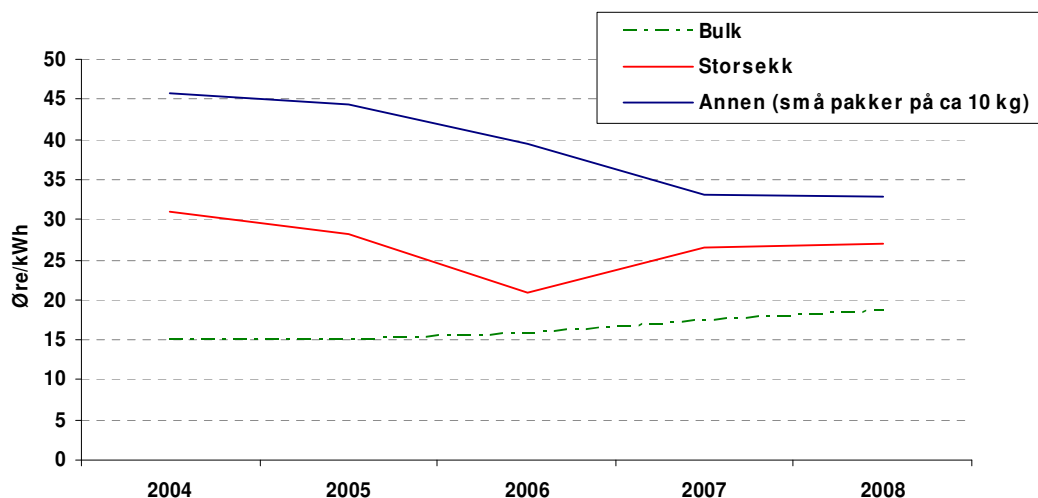
⁴ Forutsatt 4800 kWh per tonn pellets

Figur 1.5.6 Utvikling i produksjon av briketter, 2003-2008. Kilde: Norsk Bioenergiforening



Prisene for briketter har utviklet seg forskjellig fra pelletsprisene, som har vært stigende. Prisen på briketter i små "husholdningspakker" har gått ned fra 45 øre/kWh i 2004 til 33 øre/kWh i 2008. Prisen på briketter i storsekk har økt fra 21 øre i 2006 til 27 øre/kWh i 2008, og prisen på briketter i bulk har økt noe, fra ca 16 øre/kWh i 2006 til ca 19 øre i 2008.

Figur 1.5.7 Utvikling i priser på briketter, 2004-2008. Kilde: Norsk Bioenergiforening



Varmepumper

Tall for 2008 vil foreligge i løpet av våren. Se Kvartalsrapport 2/2008 for salg av varmepumper 2007.

Fjernvarme

Tall for 2008 vil foreligge i løpet av våren. Se Kvartalsrapport 2/2008 for produksjon og forbruk av fjernvarme 2007.

Gass

Tall for 2008 vil foreligge i løpet av våren.

1.6 Kraftutveksling

Det var 0,4 TWh nordisk nettoimport av elektrisk kraft i første kvartal i år. I tilsvarende kvartal i fjor var det 1,2 TWh nordisk nettoeksport. Som i første kvartal i fjor, var det nettoeksport fra Norge og Danmark og nettoimport til

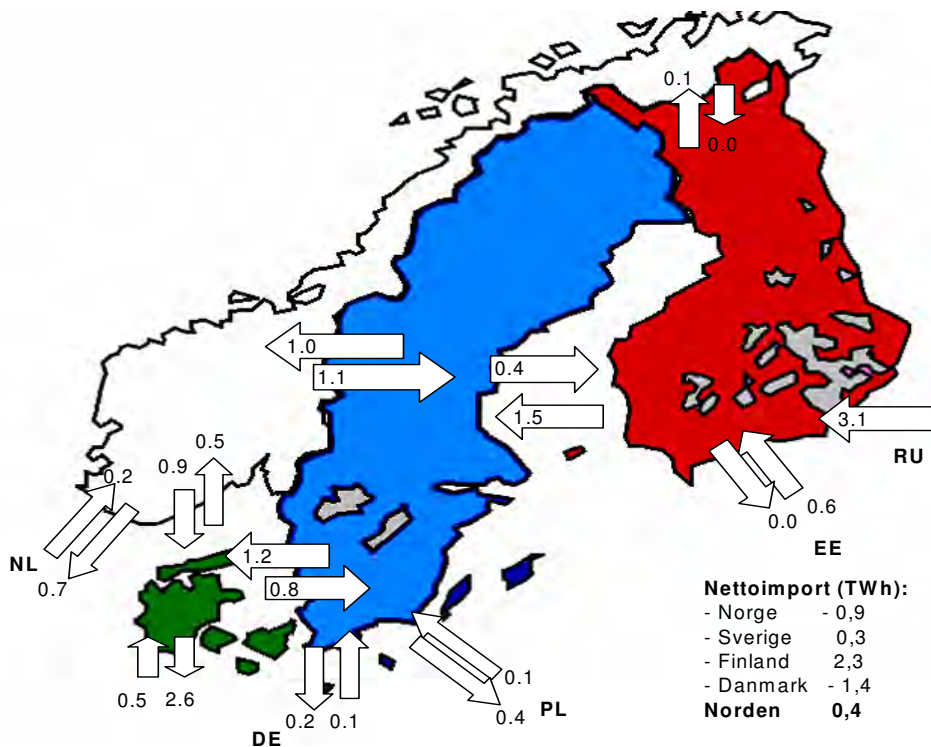
Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	1.kv. 2009	1.kv. 2008	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	-0,9	-2,6	-12,2	-12,6
Sverige	0,3	-2,8	1,1	-1,4
Finland	2,3	4,7	10,2	13,3
Danmark	-1,4	-0,5	0,6	0,3
Norden	0,4	-1,2	-0,3	-0,4

Finland. Sveriges nettoutveksling snudde fra 2,8 TWh i nettoeksport i første kvartal i fjor til 0,3 TWh nettoimport i år. Den norske nettoeksporten ble mer enn halvert fra første kvartal i fjor til i år, fra 2,6 til 0,9 TWh. I Finland falt nettoimporten fra 4,7 til 2,3 TWh i første kvartal.

Mindre tilsig of lavere magasinifylling har bidratt til at Nordens samlede kraftutveksling endret seg fra nettoeksport i første kvartal i fjor til nettoimport i første kvartal i år. Lavere vannkraftproduksjon i Norge og Sverige i første kvartal i år enn i tilsvarende kvartal i fjor, bidro til at nettoeksporten i disse landene falt – i Sverige så mye at landet endte opp med nettoimport. Lavere kjernekraftproduksjon i Sverige bidro også til nettoimport. Tilsvarende har økt produksjon i Danmark og Finland, hvor det er mye termisk produksjonskapasitet, ført til henholdsvis økt dansk nettoeksport og redusert finsk nettoimport. Lavere brenselspriser så langt i år har lagt til rette for det.

De siste 52 ukene sett opp mot foregående 52-ukers periode viser ikke samme bilde. Høy vannkraftproduksjon i Norge både i 2007 og 2008 har gitt høy norsk nettoeksport i begge 52-ukersperiodene.

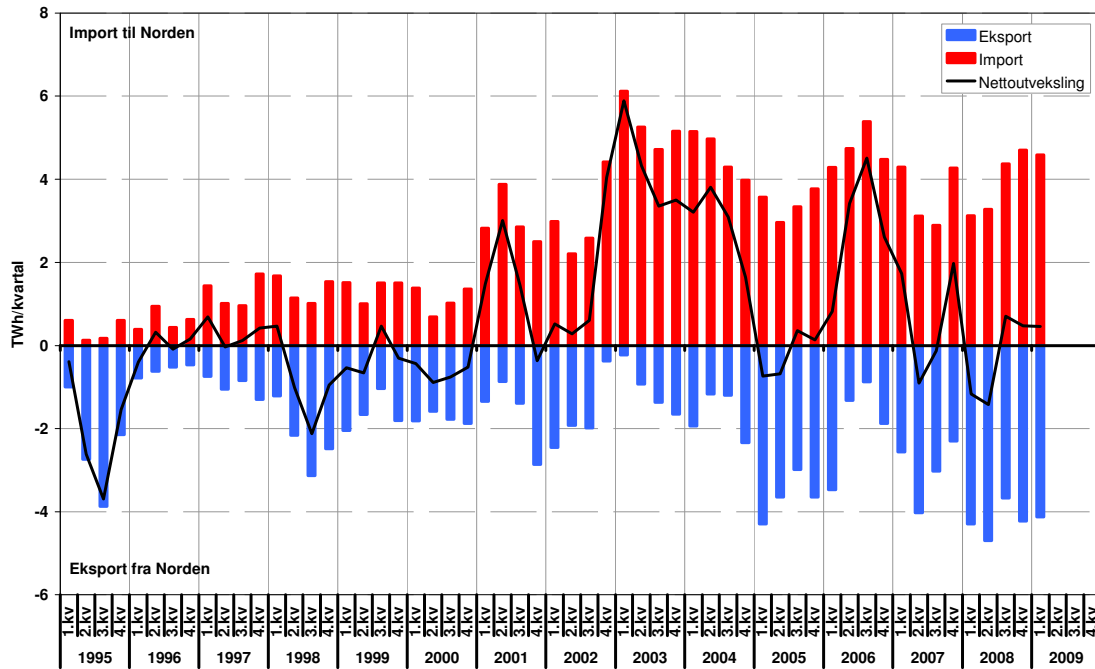
Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i første kvartal 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



Den nordiske nettoeksporten til Tyskland og Polen var 2,5 TWh i første kvartal i år mot 4,2 TWh i fjor. Det var 0,5 TWh nettoeksport fra Norge til Nederland i første kvartal i år. NorNed-kabelen var ikke satt i drift på samme tid i fjor.

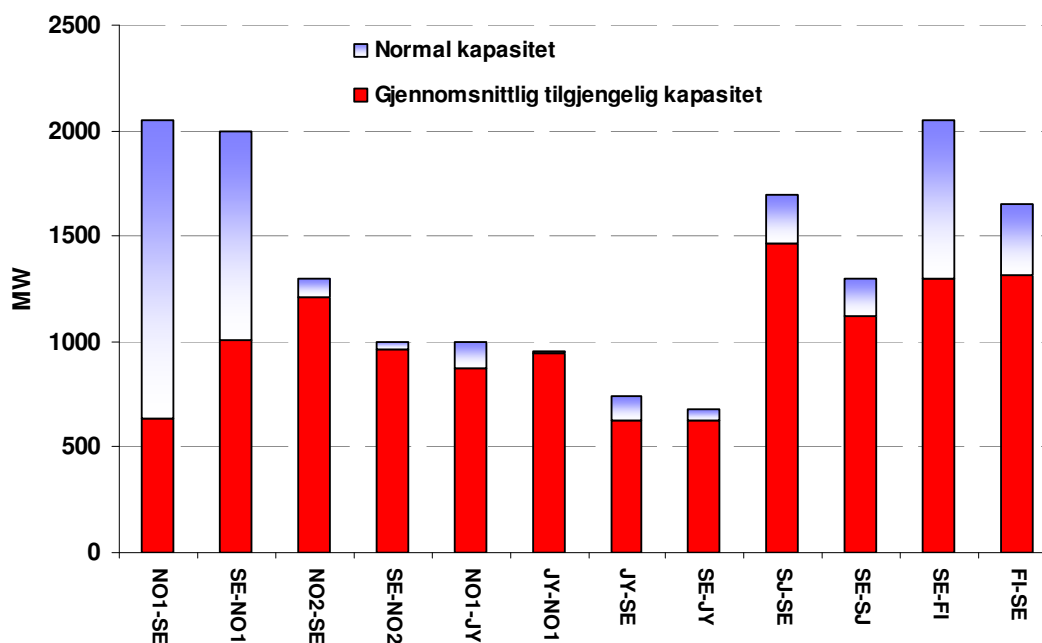
Det har vært ensidig import fra Russland og Estland til Finland på til sammen 3,7 TWh i første kvartal. Det er 0,7 TWh høyere enn i samme kvartal i fjor. I første kvartal i fjor var importkapasiteten fra Russland til Finland redusert i lange perioder.

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



Det var fortsatt redusert overføringskapasitet mellom Sør-Norge og Sverige i første kvartal i år. Det har det vært siden slutten av første kvartal i fjor, på grunn av feil på kabler i Oslofjorden. I første kvartal var eksportkapasiteten fra Sør-Norge til Sverige i gjennomsnitt 31 prosent av maksimal kapasitet (2050 MW). Det var også reduksjoner på overføringskapasiteten på andre kabler i kortere perioder i første kvartal. På grunn av vedlikeholdsarbeid var kapasiteten mellom Sverige og Finland redusert de siste fem ukene av kvartalet. Med unntak av forbindelsene mellom Sør-Norge og Sverige, samt Finland og Sverige, var tilgjengelig kapasitet i første kvartal likevel over 85 prosent for hver av de utvalgte forbindelsene i figur 1.6.3.

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



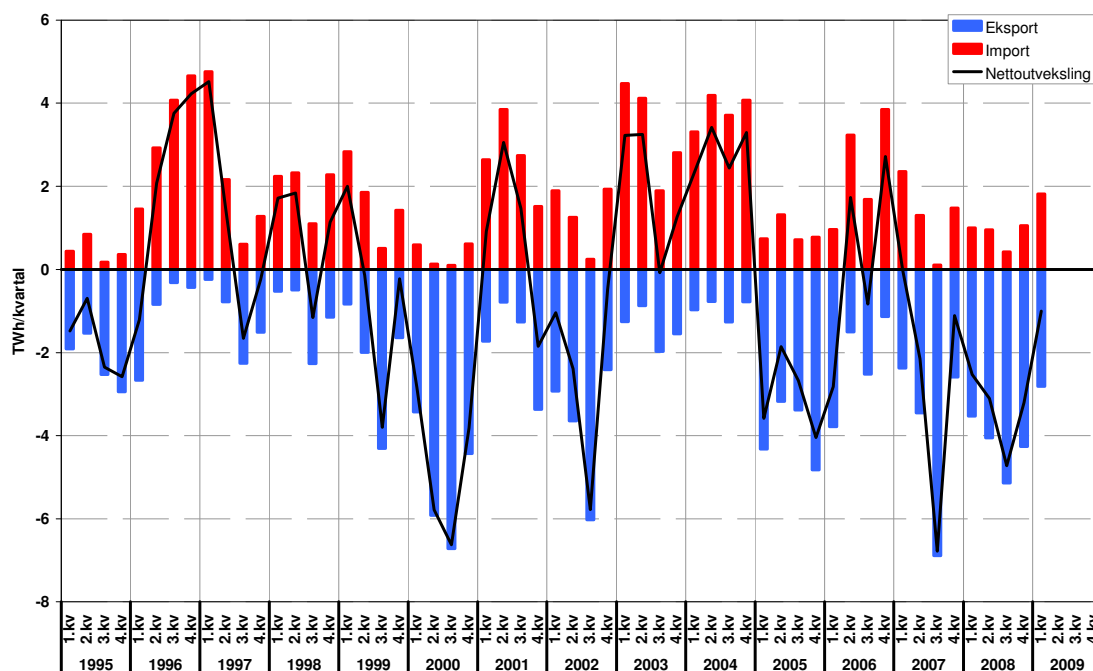
1.6.1 Norge

Den norske nettoeksporten falt fra 2,6 TWh i første kvartal i fjor til 0,9 TWh nettoeksport i første kvartal i år. Det var 1,0 TWh nettoeksport fra Sør-Norge, mens Midt- og Nord-Norge hadde 0,1 TWh i nettoimport.

Lavere magasinifylling ved årsskiftet i år enn i fjor og lavere tilsig har bidratt til nedgangen i nettoeksporten i første kvartal. I tillegg har lavere produksjonskostnader for termiske kraftverk i år bidratt til lavere eksportterspørsel mot Norge.

Redusert overføringskapasitet mellom Sør-Norge og Sverige har bidratt til mindre utveksling mellom Norge og Sverige i første kvartal i år enn i fjor. Den norske nettoeksporten til Sverige falt fra 2,0 TWh i første kvartal i fjor til 0,1 TWh i år. Overføringskapasiteten mellom Danmark og Norge var imidlertid høyere i første kvartal i år enn i fjor. I fjor var den halvert hele kvartalet på grunn av transformatorfeil. Det samlede utvekslingsvolumet mellom Norge og Danmark økte dermed, men den norske nettoeksporten til Danmark falt likevel fra 0,6 til 0,4 TWh. Nedgangen må sees i sammenheng med endrede produksjonsbetingelser for vannkraft og termiske kraftverk fra i fjor til i år. NorNed-kabelen har også bidratt til å kompensere for lavere eksportkapasitet til Sverige, slik at samlet eksportkapasitet ut av Norge i første kvartal i år har vært nesten like stor som i fjor.

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



1.6.2 Andre nordiske land

Sverige hadde 0,3 TWh nettoimport i første kvartal i år mot 2,8 TWh nettoeksport i fjor. Det var nedgang i både den svenske produksjonen og det svenske forbruket, men nedgangen i produksjon var betydelig større enn nedgangen i forbruket. Både vann- og kjernekraftproduksjon falt i Sverige. Sammenlignet med første kvartal i fjor har den svenske eksporten falt til alle tilgrensede områder. Importen økte betydelig fra Finland og Danmark, den var om lag uendret fra Tyskland og Polen, mens den falt fra Norge.

I første kvartal i fjor var det 0,5 TWh dansk nettoeksport. I år økte nettoeksporten til 1,4 TWh. Det var en liten nedgang i forbruket, mens produksjonen økte noe. Lavere priser på brensler trakk i retning av høyere produksjon fra termiske kraftverk i Danmark. Nettoimporten fra Sverige falt fra 1,4 TWh i første kvartal i fjor til 0,4 TWh i år.

Som i Danmark var det økt produksjon og redusert forbruk i Finland i første kvartal i år, sammenlignet med samme kvartal i fjor. Nettoimporten falt fra 4,7 TWh i fjor til 2,3 TWh i år. Den finske nettoimporten falt til tross for at nettoimporten fra Russland økte med 0,6 TWh. Mens Finland i første kvartal i fjor hadde 1,8 TWh nettoimport fra Sverige, var det i år 1,1 TWh finsk nettoeksport til Sverige. Denne utviklingen har sammenheng med lavere vann- og kjernekraftproduksjon i Sverige, og økt termisk produksjon i Finland.

1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.7.1 Spotmarkedet

Prisfall på fossile brensel og lavere kraftteterspørsel bidro til at de nordiske gjennomsnittlige elspotprisene falt fra siste kvartal i 2008 til første kvartal 2009. Nedgangen i elspotprisene falt fra 21 prosent i Sør-Norge (NO1) til 31 prosent på Sjælland (Danmark Øst).

Selv om prisen i Sør-Norge gikk minst ned av de nordiske elspotområdene, hadde prisområdet lavest gjennomsnittlig spotpris i første kvartal. Snittprisen var 343 kr/MWh. Midt- og Nord-Norge (NO2) og Sverige hadde lik gjennomsnittlig spotpris på 348 kr/MWh i første kvartal.

Elspotpriser kr/MWh	1. kv. 2009	Endring fra 1.kv. 2008	Endring fra 4.kv. 2008	Siste 12 mnd.	Endring fra foregående 12 mnd.
Sør-Norge (NO1)	343	13 %	-21 %	338	34 %
Midt- og Nord-Norge (NO2) ⁵	348				
Sverige	348	6 %	-26 %	400	42 %
Finland	345	20 %	-26 %	399	42 %
Danmark Øst	368	18 %	-31 %	438	48 %
Danmark Vest	351	10 %	-25 %	423	37 %
Tyskland (EEX)	430	-3 %	-29 %	535	51 %

Finland hadde en gjennomsnittlig spotpris på 345 kr/MWh i første kvartal. Danmark Vest (Jylland) og Danmark Øst (Sjælland) hadde priser på 351 og 368 kr/MWh, nedgang på 25 og 31 prosent fra forrige kvartal. Noe av nedgangen i Danmark kan forklares med at den danske vindkraftproduksjon var noe høyere i første kvartal i år enn i fjerde kvartal i fjor. I Danmark og Finland er en stor del av kraftproduksjonen basert på kull, olje og naturgass. Når prisene på fossile brensel går ned, slik de gjorde i første kvartal 2009, gir dette nedgang i kraftprisen. I tillegg er det mye industriproduksjon som er lagt ned i Europa, og det trekker i retning av lavere kraftteterspørsel.

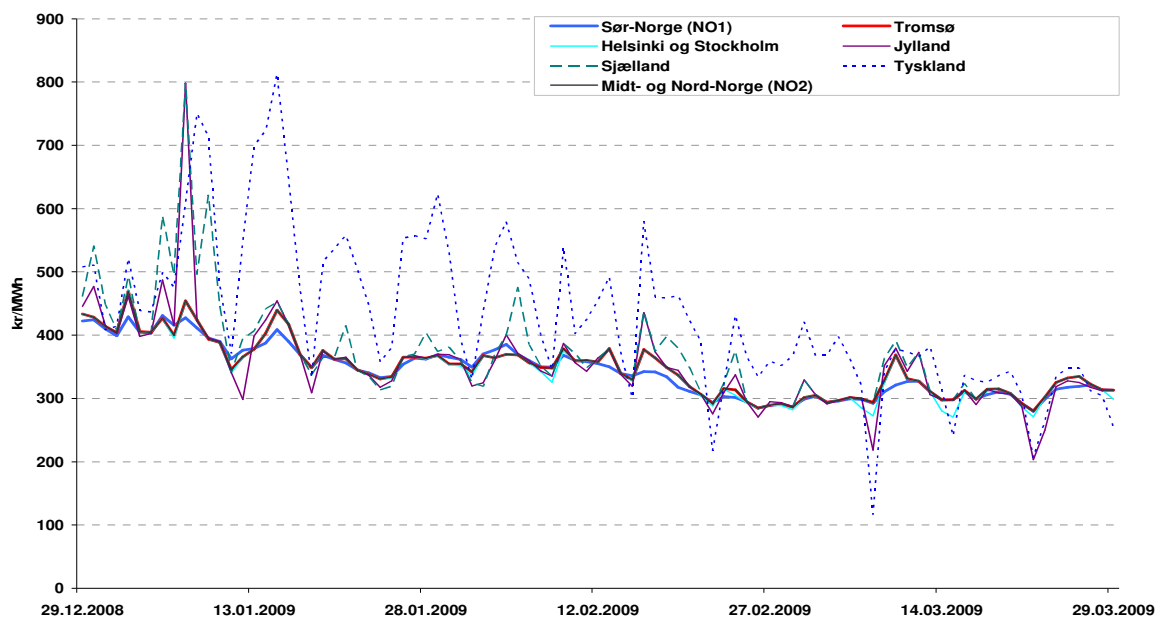
Prisfall i terminmarkedene for fossile brensel i første kvartal var med på å trekke de nordiske terminprisene på elektrisk kraft ned, noe som ga spesielt vannkraftprodusentene økte intensiver til å produsere. Vannkraftprodusentene maksimerer avkastning og planlegger over flere år, og fallende fremtidige priser gjør det lønnsomt å produsere i dag. Økt tilbud trekker prisene ned alt annet likt.

Den økonomiske utviklingen i Europa påvirket særlig den tyske elspotprisen. På den tyske kraftbørsen EEX falt spotprisen med 29 prosent fra fjerde kvartal 2008 til første kvartal 2009. Den gjennomsnittlige prisen endte på 430 kr/MWh.

Gjennom første kvartal var det ingen vesentlige forskjeller i elspotprisene i Norge. Sør-Norge lå i snitt noe under Midt- og Nord-Norge, men det var også en del timer der prisen i Sør-Norge var høyere enn i resten av landet. Som figur 1.7.1 viser, falt elspotprisene i alle elspotområdene gjennom kvartalet. Prisen ved den tyske kraftbørsen EEX var også fallende.

⁵ Midt- og Nord-Norge ble slått sammen til et prisområde 17. nov 2008. De ble igjen to separate prisområder mandag 13. april.

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

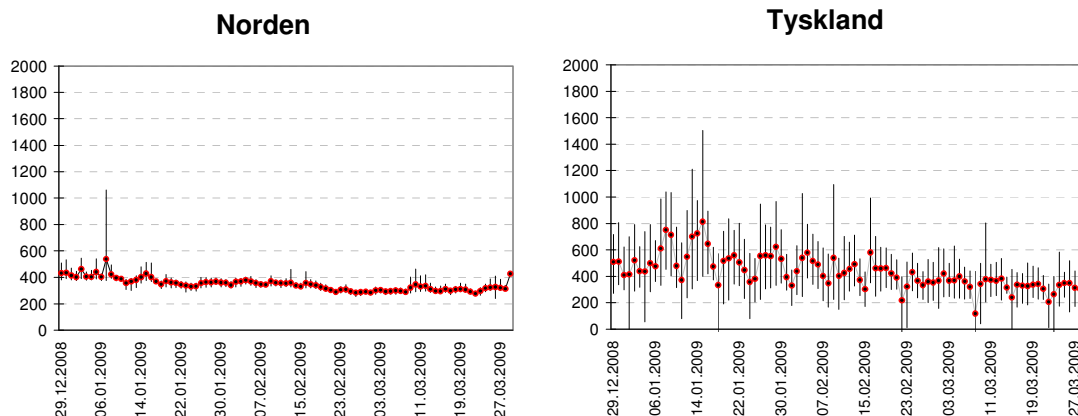


Den tyske kraftprisen ved kraftbørsen EEX viste større variasjon gjennom døgnet enn den nordiske systemprisen også i første kvartal. I det tyske kraftmarkedet dominerer termisk produksjon, men det er også et betydelig innslag av vindkraft. I et slikt system vil prisene variere mer over døgnet enn i Norden.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

Den nordiske kraftproduksjonen er dominert av vannkraft. Denne produksjonen er billig å regulere, og de nordiske spotprisene svinger vanligvis mindre over døgnet enn prisene i Tyskland. Den gjennomsnittlige døgnavariasjonen i den nordiske systemprisen var 78 kr/MWh, 39 kroner mindre enn i fjerde kvartal 2008. Lavere døgnavariasjon kan være en indikasjon på at vannkraftprodusentene har hatt full kontroll med magasinutfylling og vannkraftproduksjon og at utvekslingskapasiteten har vært stabil.

I Tyskland var den gjennomsnittlige døgnavariasjonen 435 kr/MWh i første kvartal. Til sammenligning var den 769 kr/MWh i fjerde kvartal 2008.

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



Spotprisen i Sør-Norge (NO1) var lavere enn i de øvrige nordiske elspotområder i noe over 23 prosent av timene i første kvartal 2009. Til sammenligning var spotprisen i Sør-Norge lavere enn i de andre områdene ca 80 og 60 prosent av timene i tredje og fjerde kvartal 2008. Midt- og Nord-Norge (NO2) hadde lavere pris enn Sør-Norge (NO1) i 13 prosent av timene. Prisforskjeller mellom elspotområdene forårsakes av forskjeller i tilbud og etterspørsel og flaskehals i nettet.

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

1. kvartal 2009		Lavest elspot-pris					
		NO1	NO2	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland
Høyest elspot-pris	NO1		13.3 %	14.7 %	22.2 %	19.6 %	8.1 %
	NO2	24.3 %		3.4 %	12.9 %	19.9 %	4.1 %
	Sverige	23.6 %	0.0 %		10.0 %	17.9 %	2.0 %
	Finland	23.4 %	0.0 %	1.1 %		17.9 %	2.0 %
	Jylland	28.2 %	20.7 %	21.6 %	26.7 %		9.4 %
	Sjælland	31.0 %	18.6 %	19.7 %	28.1 %	27.2 %	

1.7.2 Terminmarkedet

Prisfallet i terminmarkedene fortsetter

Prisen på de finansielle kraftkontraktene for andre og tredje kvartal ved kraftbørsene Nord Pool og EEX falt vesentlig gjennom første kvartal. Prisfallet var størst på den tyske kontrakten for levering i andre kvartal. Gjennom kvartalet falt prisen på denne kontrakten med nesten 43 prosent. Ved kvartalets slutt var prisen på andrekvartalskontrakten på EEX tilnærmet lik prisen på andre og tredjekvartalskontraktene på Nord Pool. Ved utgangen av første kvartal 2008 ble andrekvartalskontrakten på EEX handlet for nesten det dobbelte av tilsvarende kontrakt på Nord Pool.

Finanskrisen, redusert kraftetterspørsel og fall i brenselpriser kan forklare prisfallet. Tyske terminpriser følger i stor grad prisutviklingen på fossile brensel, mens nordiske terminkontrakter også påvirkes av hydrologiske forhold som bestemmer produksjonsmulighetene i vannkraftsystemet.

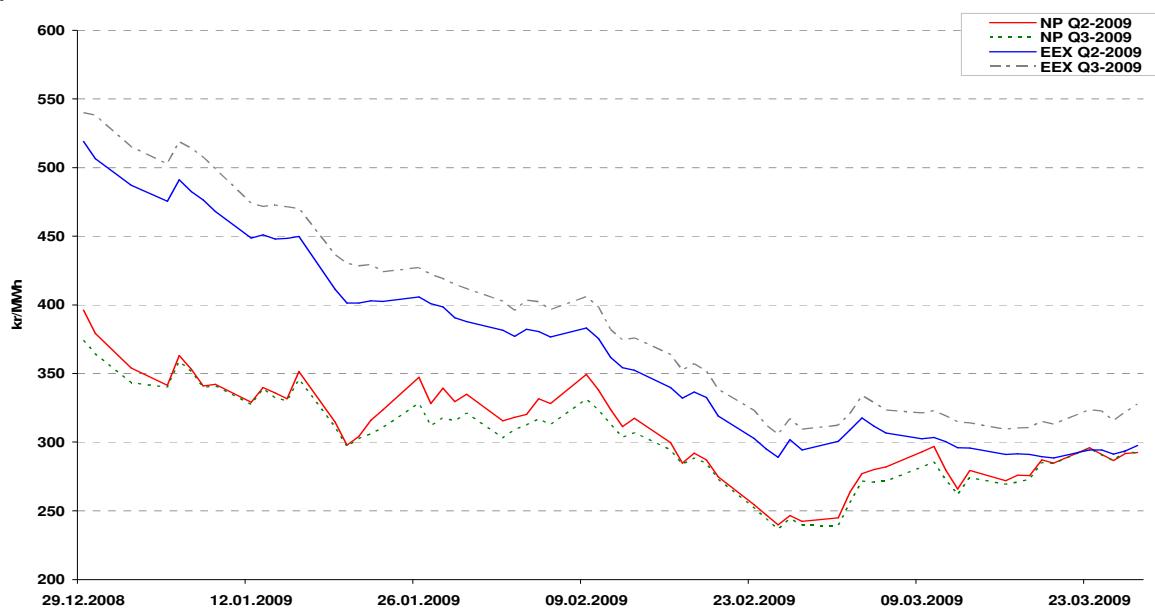
Ved inngangen til første kvartal ble andre- og tredjekvartalskontraktene på Nord Pool handlet til 396 og 374 kr/MWh. Gjennom kvartalet falt prisene med 26 og 22 prosent, og begge ble handlet for 292 kr/MWh ved utgangen av første kvartal. Gjennomsnittlig pris på disse kontraktene var 307 og 300 kr/MWh.

Ved EEX falt prisene andre- og tredjekvartalskontrakten med 43 og 39 prosent gjennom kvartalet. På kvartalets siste handledag 27. mars var prisene på henholdsvis 298 og 328 kr/MWh. I snitt var prisene 365 og 387 kr/MWh i første kvartal 2009.

Terminkontraktene ved Nord Pool og EEX prises i euro. Krona styrket seg med 10 prosent i forhold til euro gjennom første kvartal. I uke 1 i 2009 kostet en euro 9,8 kroner, men i uke 13 kostet en euro 8,8 kroner. Denne valutaendringen fører til lavere terminpris målt i kroner selv om terminprisen i euro holder seg konstant.

Figur 1.7.3 viser prisutvikling på terminkontraktene for andre og tredje kvartal 2009 i kr/MWh gjennom første kvartal 2009.

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

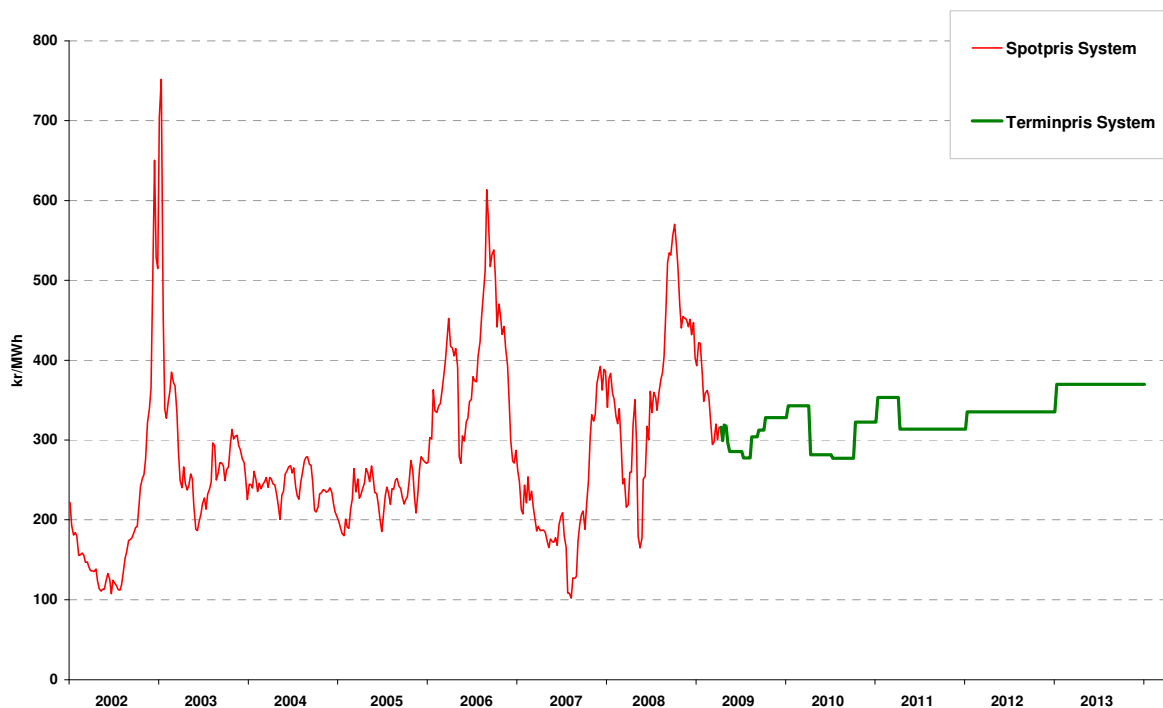


Figur 1.7.4 Valutakurs, norske kroner mot Euro. Kilde: Nord Pool Spot



I slutten av første kvartal lå prisen på terminkontrakter for 2009 på Nord Pool i snitt litt over 300 kr/MWh. For 2010 ble det forventet litt lavere priser. Årskontraktene for 2011 og 2012 ble handlet for 314 og 335 kr/MWh, mens en kontrakt for 2013 hadde en pris på 370 kr/MWh. Til sammenligning kunne kontraktene for 2012 og 2013 handles for 397 og 442 kr/MWh i slutten av fjerde kvartal 2008.

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



Fortsatt prisfall på utslippsretter for CO₂, kull og gass

Prisen på utslippsretter for 2009 var på sitt høyeste i begynnelsen av kvartalet. Fra å bli handlet for 16 euro per tonn CO₂ ved starten av kvartalet, gikk prisen ned til 8 euro per tonn den 12. februar. Prisene for utslippsretter for 2010, 2011 og 2012 lå over nivået for inneværende år, men fulgte samme utviklingsbane. Mot slutten av kvartalet steg prisen på utslippsretter for CO₂ til 15 euro per tonn for så å falle til 11 euro per tonn på den siste handledagen.

Prisen på utslippsretter påvirkes av mange forhold, blant annet politiske beslutninger rundt designen av systemet. Et forhold som også kan ha bidratt til prisfall er at aktører som har sittet ”long” med utslippsretter for CO₂ kan ha foretrukket å selge utslippsretter, og det kan ha gitt økt tilbud på kort sikt.

Utslippsretter for CO₂ påvirker prisen på elektrisk kraft da utslippsrettene er en del av kraftprodusentenes kostnader. Høyere pris på utslippsretter gir derfor en høyere kraftpris og vice versa.

Figur 1.7.6 Prisutvikling på utslippstillatelser for CO₂ i EU ETS, Euro/tonn. Kilde: Nord Pool Spot



På slutten av fjoråret falt prisen på naturgass i Nord-Europa betydelig. Den nedadgående trenden fortsatte gjennom første kvartal 2009 på de tre største handelsplassene; National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland. Fra kvartalets første handledag til kvartalets siste gikk prisene på disse børsene ned med 45 til 50

prosent. Utviklingen kan forklares med lavere etterspørsel som følge av mindre aktivitet i verdensøkonomien.

På National Balancing Point (NBP) var prisen på kontrakten for andre kvartal 2009 (Front Quarter), i kvartalets siste uke 109 øre pr. standard kubikkmeter (Sm^3). Prisen på naturgass levert i Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) var 110 og 109 øre/ Sm^3 i uke 13.

Tar man utgangspunkt i et kraftverk i Storbritannia med en virkningsgrad på 55 prosent, ville kostnadene for gass handlet på spotmarkedet (eksklusiv rørtariff innenlands) i første kvartal 2008 gitt en brenselkostnad i snitt på 256 kr/MWh. Dette er 210 kr/MWh mindre enn i fjerde kvartal 2008 og en nedgang på hele 45 prosent.

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

Figur 1.7.7 Gasspriser front quarter i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2009, øre/ Sm^3 . Kilde: Syspower og Spectron Group Limited

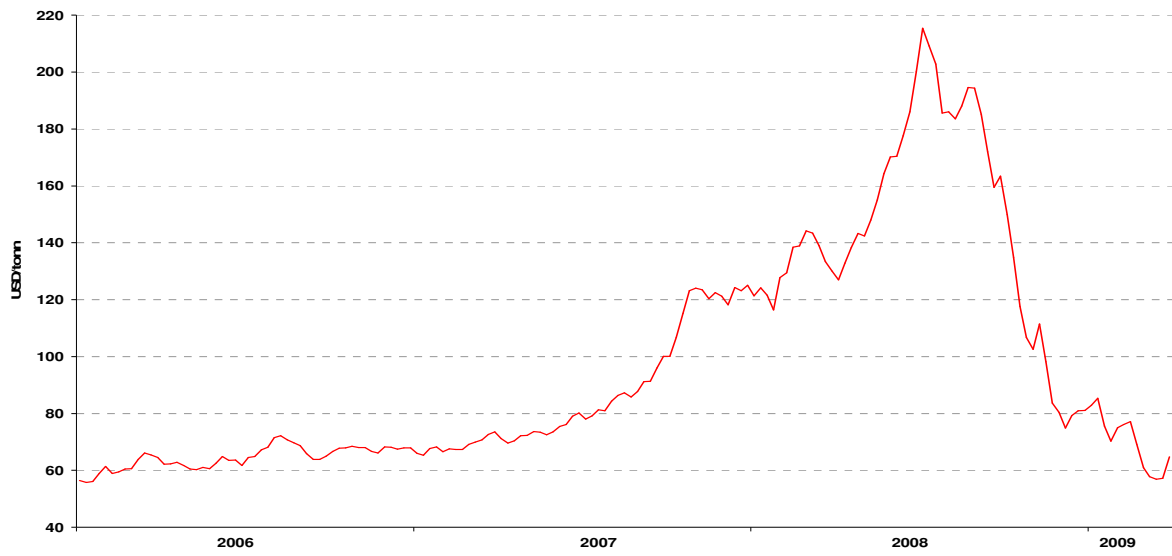


Også kullprisen falt gjennom første kvartal i 2009. Men prisen på kull falt noe mindre enn prisen på naturgass. I kvartalets første uke ble kontrakten for andre kvartal (Front Quarter) handlet for 83 \$/tonn. I den siste uken gikk den samme kontrakten for 65 \$/tonn, noe som tilsvarer et prisfall på 22 prosent. Snittprisen for kvartalet var 70 \$/tonn.

Med en kullpris på 70 \$/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport fra Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i et kullkraftverk som benytter importert kull med 40 prosent virkningsgrad vært 154 kr/MWh. Til sammenligning var denne kostnaden 214 kr/MWh i fjerde kvartal 2008.

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

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



1.8 Sluttbrukermarkedet

1.8.1 Priser og prisutvikling

I første kvartal 2009 var en spotpriskontrakt i snitt billigere enn en standard variabel kontrakt. Mens snittprisen for en spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag i Sør-Norge var 44,8 øre/kWh, var den 52,3 øre/kWh for de dominerende leverandører av standard variabel kontrakt. Fordi leverandører av standard variabel kontrakt må informere sine kunder om fremtidige prisendringer to uker før, vil disse ha en høyere pris enn leverandører av spotpriskontrakt, i tilfeller der prisen i spotmarkedet går ned.

Blant leverandører av standard variabel kontrakt har de landsdekkende i snitt vært billigere

enn de dominerende i første kvartal 2009. Prisdifferansen mellom leverandørgruppene har gått ned fra 5,2 øre/kWh i fjerde kvartal 2008 til 1,6 øre/kWh i første kvartal 2009. Sett opp mot fjerde kvartal 2008 har prisen fra begge leverandørgrupper hatt en betydelig nedgang i første kvartal 2009.

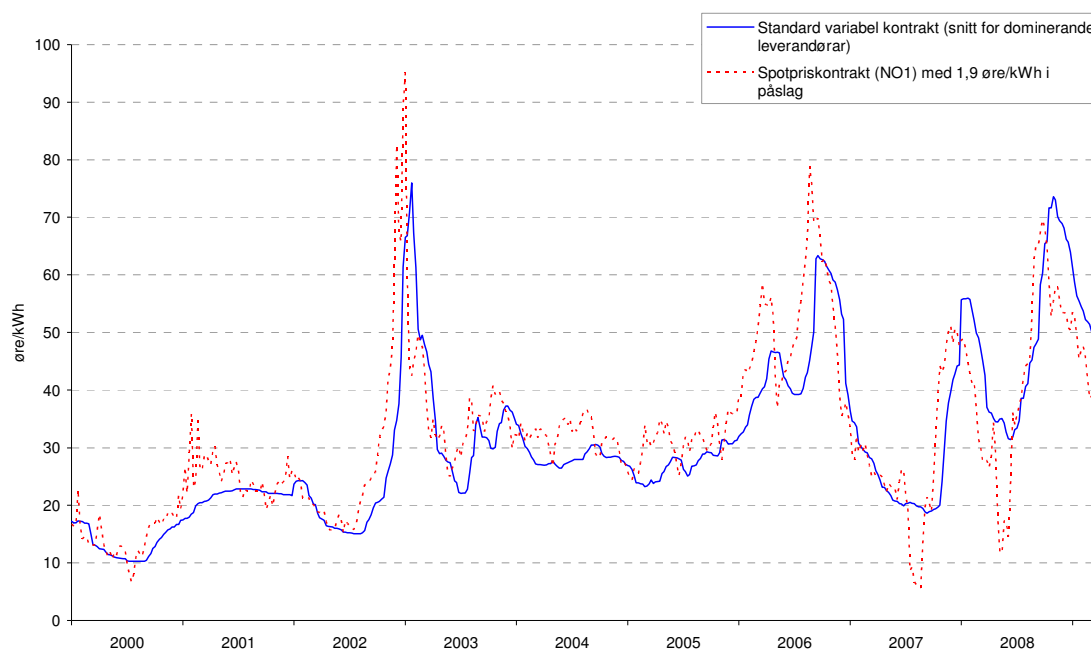
Husholdningene øre/kWh	1. kv. 2009	Endring fra 4. kv. 2008	Endring fra 1. kv. 2008
Markedspriskontrakt (spot):			
Sør-Norge (NO1)	44,8	-11,5	+6,6
Midt-Norge (NO2)	45,3	-16,1	+3,7
Nord-Norge (NO3)	45,3	-14,2	+4,7
Standard variabel:			
Dominerende leverandører⁶	52,3	-16,4	+1,8
Landsdekkende⁷	50,7	-12,9	+3,8
Antall leverandørskifter (1000 stk.)	51,9	+0,2	+7,3
Kontraktvalg (%):			
Markedspris/spot	49,4	-0,6	+5,2
Fastpris	6,4	-0,7	-3,9
Standard variabel	44,2	+2,4	-1,3

⁶ Volumveid gjennomsnitt av de dominerende leverandørenes priser fra de 22 største nettområdene.

⁷ Gjennomsnitt av leverandørenes priser (ikke volumveid).

Figur 1.8.1 Standard variabel kraftpris- og spotpriskontrakt (NO1) med påslag, øre/kWh inkl. mva.

Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



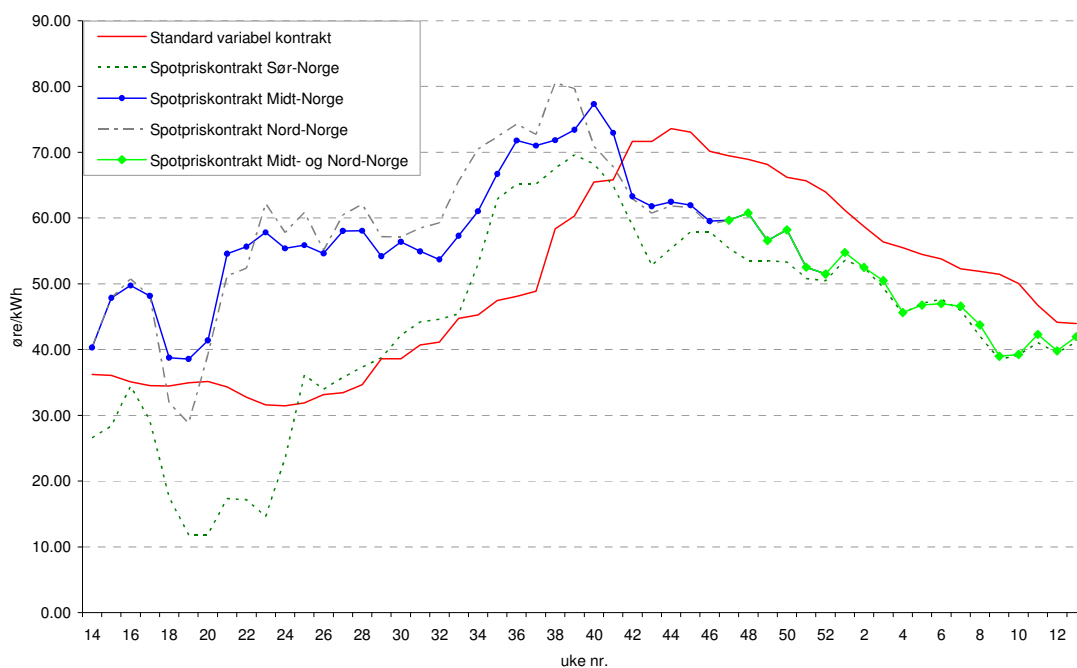
Figur 1.8.1 sammenligner snittprisen for standard variabel kraftpris for de dominerende leverandører med spotpris for Sør-Norge pluss 1,9 øre/kWh påslag for perioden 2000 til og med første kvartal 2009.

Den 17. november 2008 ble prisområdene Midt-Norge og Nord-Norge slått sammen til et prisområde, Midt- og Nord-Norge (NO2). I figur 1.8.2 sammenlignes standard variabel kraftpris for dominerende leverandører med spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag i prisområdene Sør-Norge(NO1), Midt- og Nord-Norge (NO2), og de gamle elspotområdene Midt-Norge (daværende NO2) og Nord-Norge (daværende NO3).

I første kvartal 2009 var det en fallende utvikling i prisen på spotpriskontrakt. Det var heller ikke store forskjeller i prisen mellom Norges to elspotområder, likevel var det Sør-Norge (NO1) som hadde den laveste snittprisen med 44,8 øre/kWh, mens Midt- og Nord-Norge (NO2) hadde en snittpris på 45,3 øre/kWh.

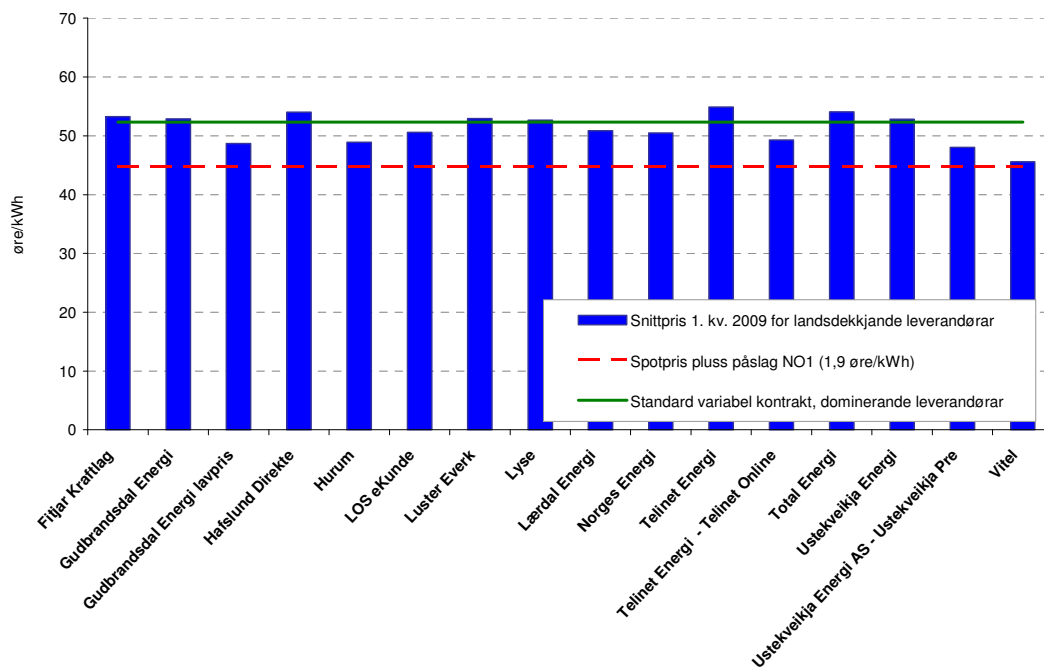
Prisen på en standard variabel kontrakt levert av dominerende leverandører, var også fallende i første kvartal 2009. I løpet av kvartalet falt prisen på denne kontrakten fra 61,1 øre/kWh i uke 1 til 43,9 øre/kWh i uke 13.

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

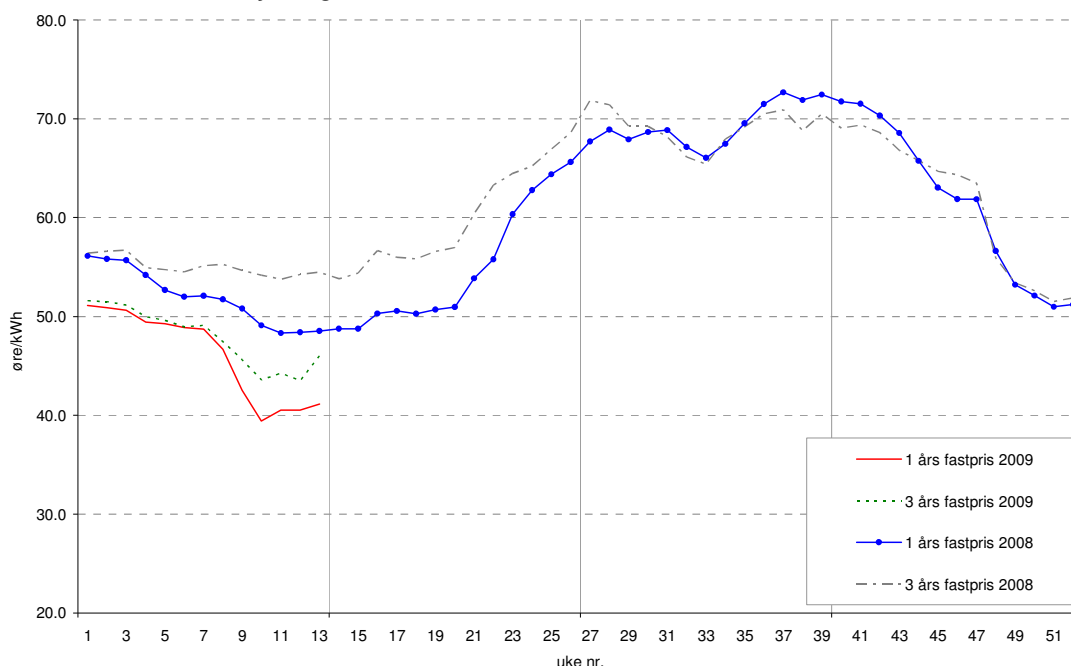


Av de 16 landsdekkende leverandører av standard variabel kontrakt var det 8 stykker som hadde lavere priser enn snittprisen for de dominerende leverandørene (52,3 øre/kWh). Alle de 16 landsdekkende leverandørene av standard variabel kontrakt hadde høyere priser enn snittet for spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag for Sør-Norge (44,8 øre/kWh)

Figur 1.8.3 Aritmetisk snitt for 16 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med gjennomsnittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



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



Gjennomsnittsprisen for de landsdekkende kraftleverandørenes 1-års fastpriskontrakt var 46,1 øre/kWh i første kvartal 2009. Det er en nedgang på 15,3 øre fra fjerde kvartal 2008, og 5,9 øre fra første kvartal 2008.

Gjennomsnittsprisen på 3-års fastpriskontrakt var 47,9 øre/kWh i første kvartal 2009, en nedgang på 13,5 øre fra fjerde kvartal 2008. Sett opp mot første kvartal 2008 var det en nedgang på 7,1 øre.

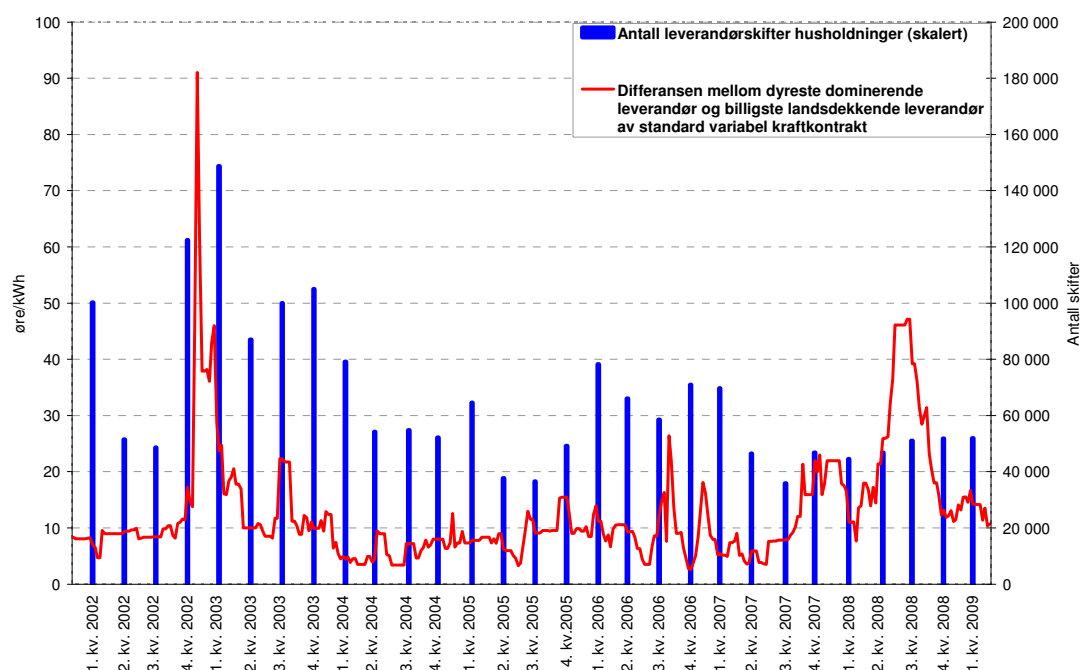
1.8.2 Leverandørskifter

I figur 1.8.5 vises antall leverandørskifter og prisdifferansen mellom den dyreste dominerende leverandøren av standard variabel kontrakt og den billigste av de landsdekkende leverandørene av samme type kontrakt.

I første kvartal 2009 var det 51 900 husholdninger som skiftet leverandør. Det er en svak økning fra forrige kvartal da om lag 51 700 skiftet leverandør. Sammenlignet med første kvartal 2008, da 44 500 skiftet leverandør, er økningen noe større.

Prisdifferansen mellom dyreste dominerende leverandør og billigste landsdekkende leverandør var i snitt lavere i første kvartal 2009, sammenlignet med både siste kvartal og første kvartal 2008. Differansen mellom de to leverandørgruppene har vært mellom 10,4 og 16,7 øre/kWh, og var i snitt 13,7 øre/kWh.

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

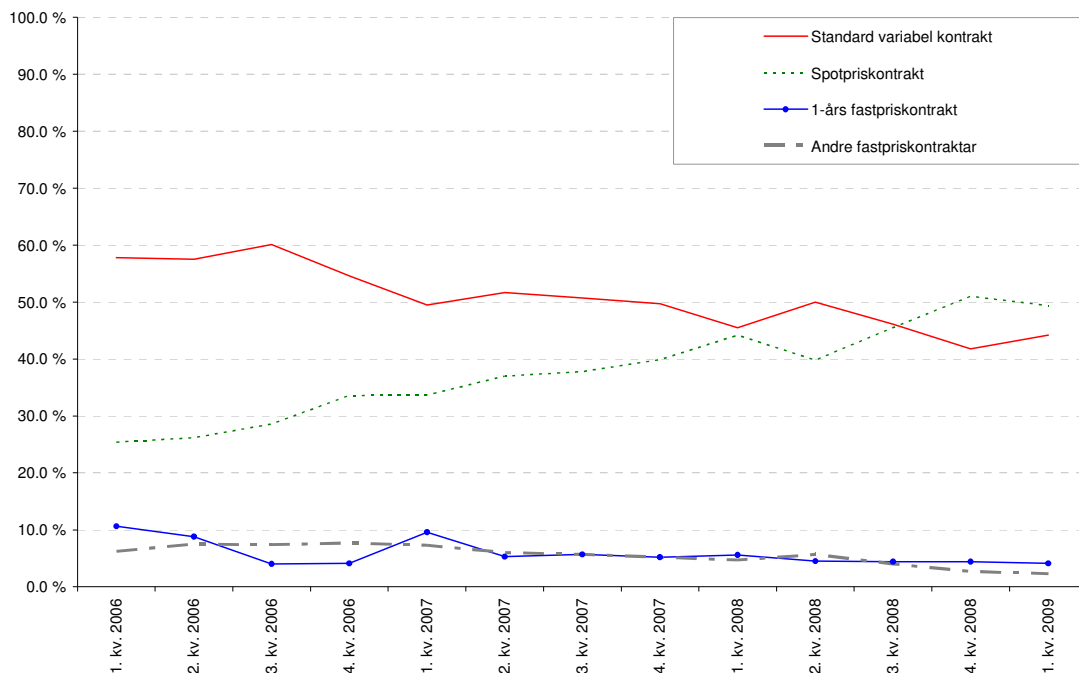


1.8.3 Kontraktvalg

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

For første kvartal 2009 viser undersøkelsen at om lag 50 prosent av husholdningene var knyttet til spotpriskontrakt, mens om lag 45 prosent valgte standard variabel kontrakt. Om vi ser på utviklingen av de to kontrakttypene over lenger tid, bekrefter dette den langsiktige tendensen i retning av stadig flere husholdningskunder velger spotpriskontrakter på bekostning av standard variabel kontrakt.

Figur 1.8.6 Prosentvis fordeling av ulike typer kontrakter i husholdningsmarkedet. Kilde: SSB⁸



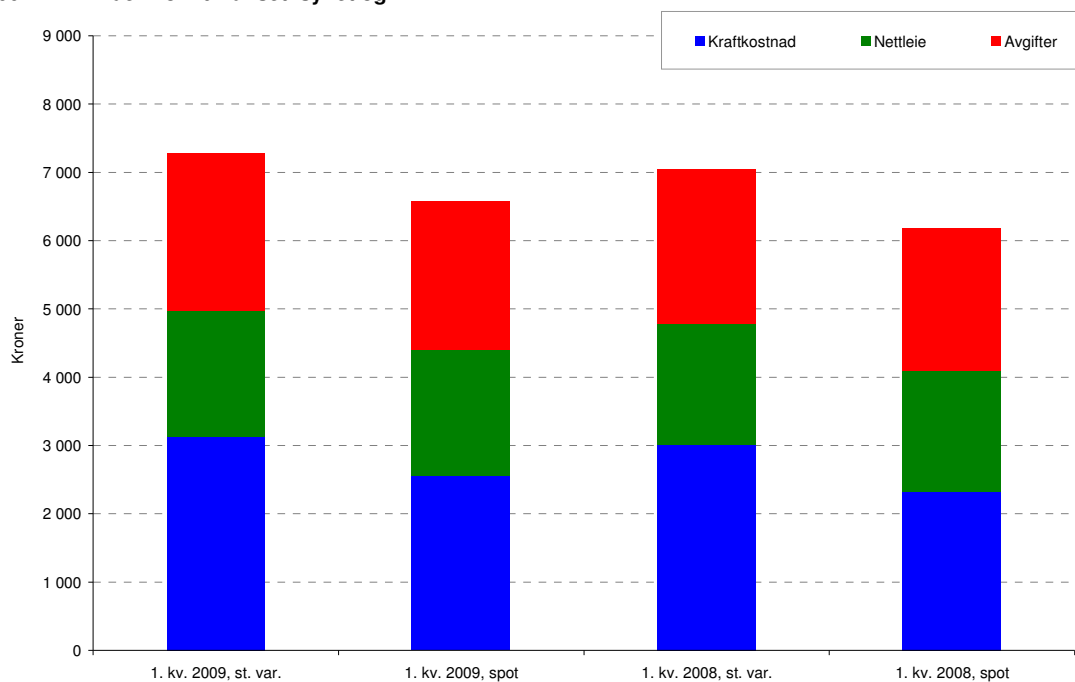
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for en forbruker er satt sammen av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en husholdningskunde med et forbruk på 20 000 kWh var 7276 kroner ved standard variabel kontrakt og 6569 kroner ved spotpriskontrakt i Sør-Norge i første kvartal 2009. Sammenlignet med samme kvartal i fjor var det en økning på 3,3 prosent for standard variabel kontrakt, mens for spotpriskontrakt var det en økning på 6,3 prosent.

Den totale kostnaden for en forbruker med standard variabel kontrakt var i første kvartal 2009 satt sammen av følgende kostnader; 43,0 prosent kraftpris, 25,3 prosent nettleie og 31,8 prosent avgifter. Tilsvarende tall for første kvartal i fjor var: 42,9 i kraftpris, 28,0 prosent i nettleie og 32,2 prosent i avgifter.

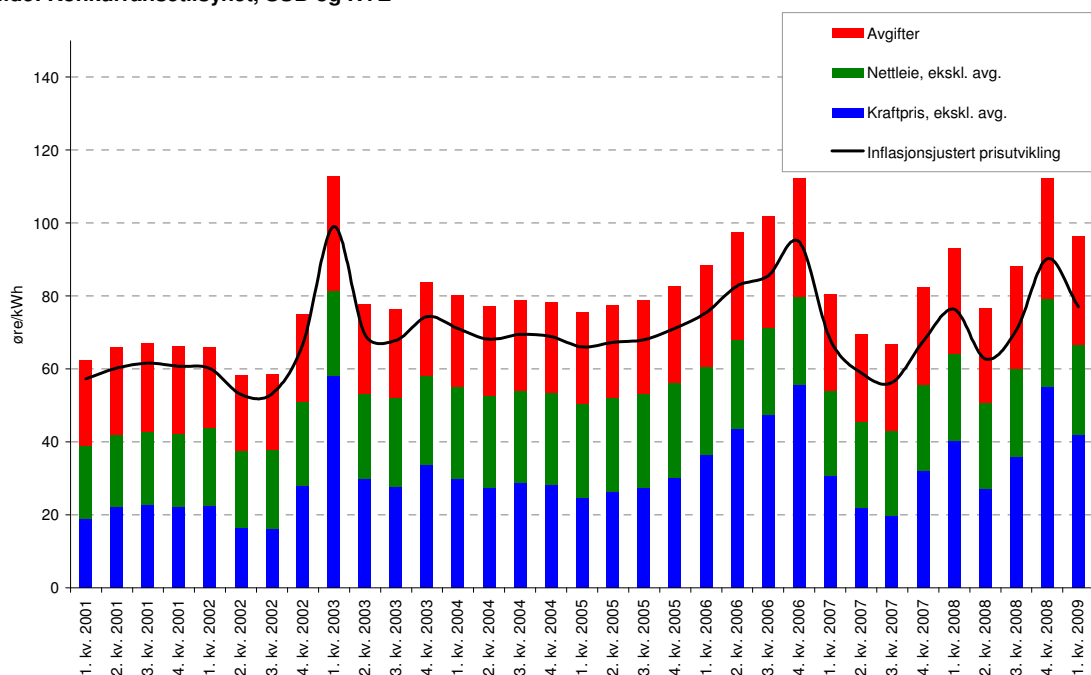
⁸ Hentet fra SSBs kvartalvise prisstatistikk for kraftmarkedet.

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



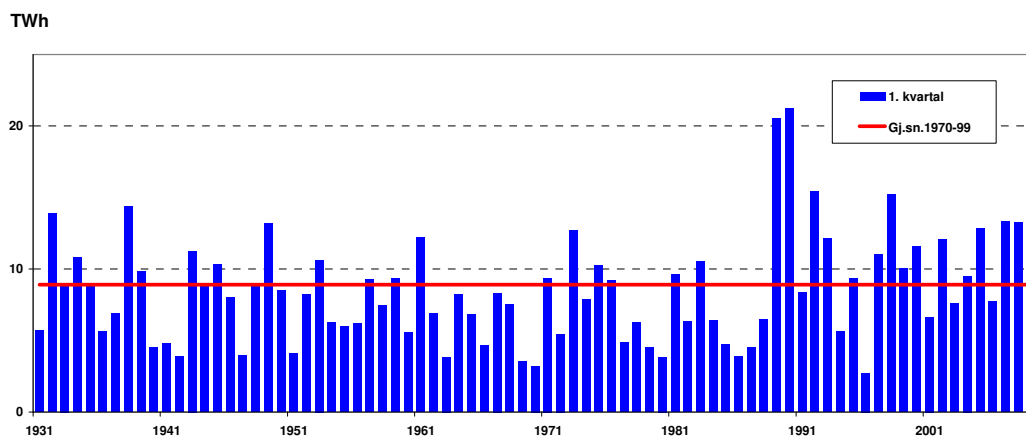
Figur 1.8.8 viser utviklingen i kraftprisen, nettleie, avgifter og konsumprisindeksen fra 2001 til og med første kvartal 2009. Snittprisen på standard variabel kontrakt gikk ned i første kvartal 2009, noe som også bidro til at avgiftene gikk ned i dette kvartalet.

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

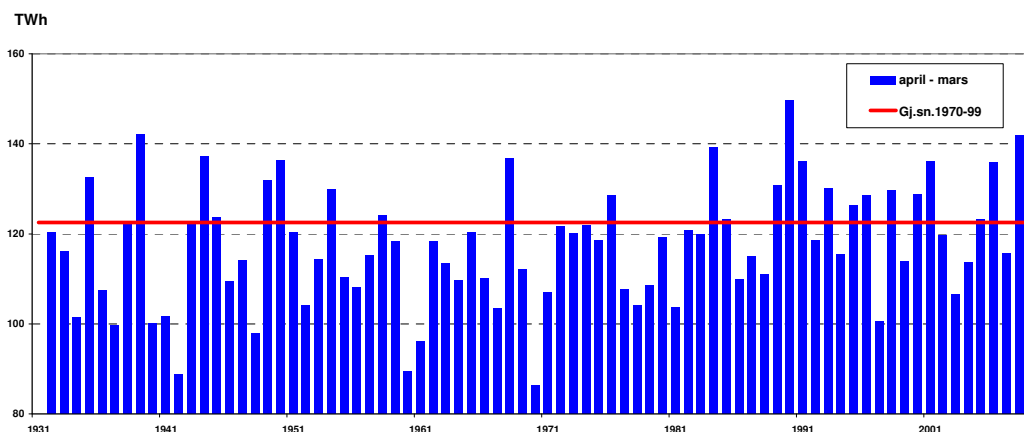


2 Vedlegg

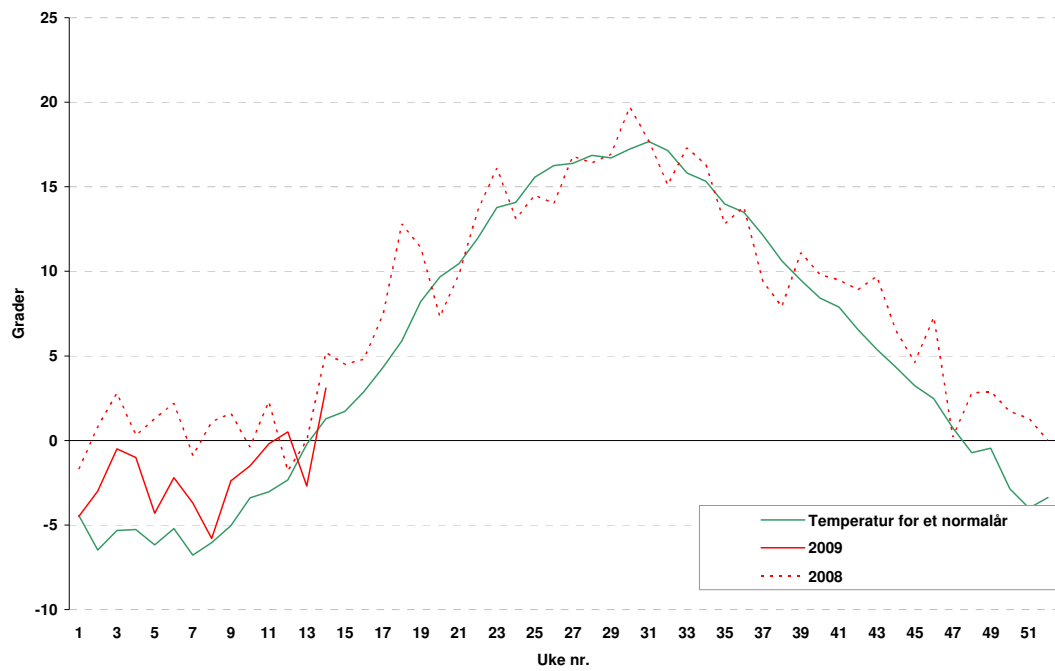
Figur 2.1 Nyttbart tilsig for første kvartal 1931 - 2009. Merk at x-aksen krysser ved 30 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool Spot



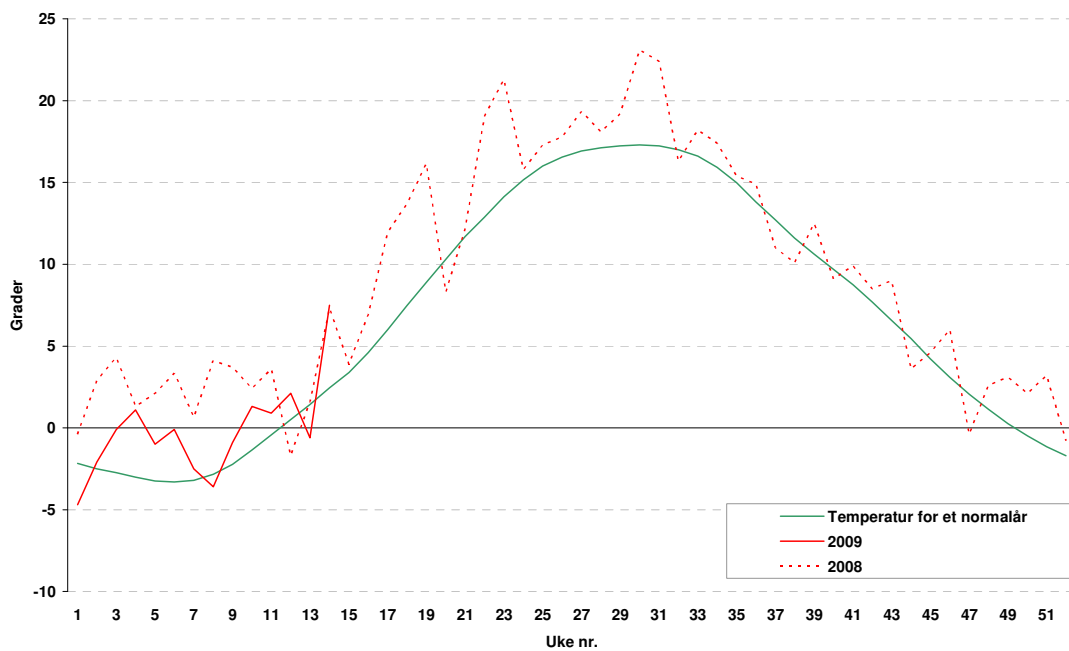
Figur 2.2 Nyttbart tilsig for 12 måneders perioden oktober til september fra 1931 til 2009. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool Spot



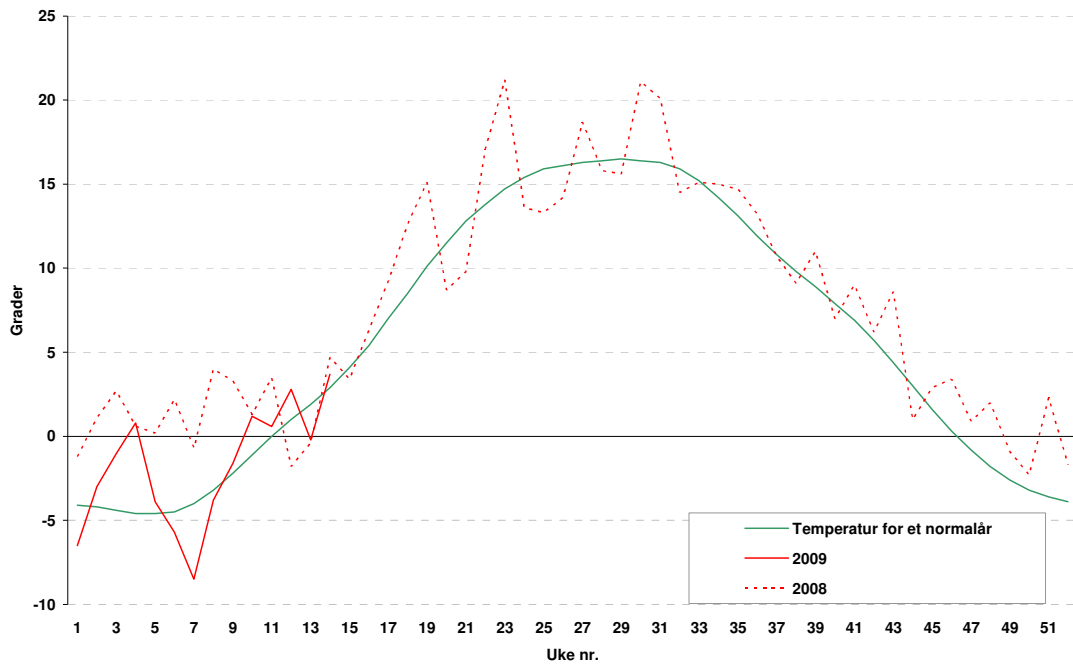
Figur 2.3 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2008 og 2009, Celsius. Kilde: Nord Pool



Figur 2.4 Temperaturutvikling - Stockholm, 2008 og 2009, Celsius. Kilde: Nord Pool



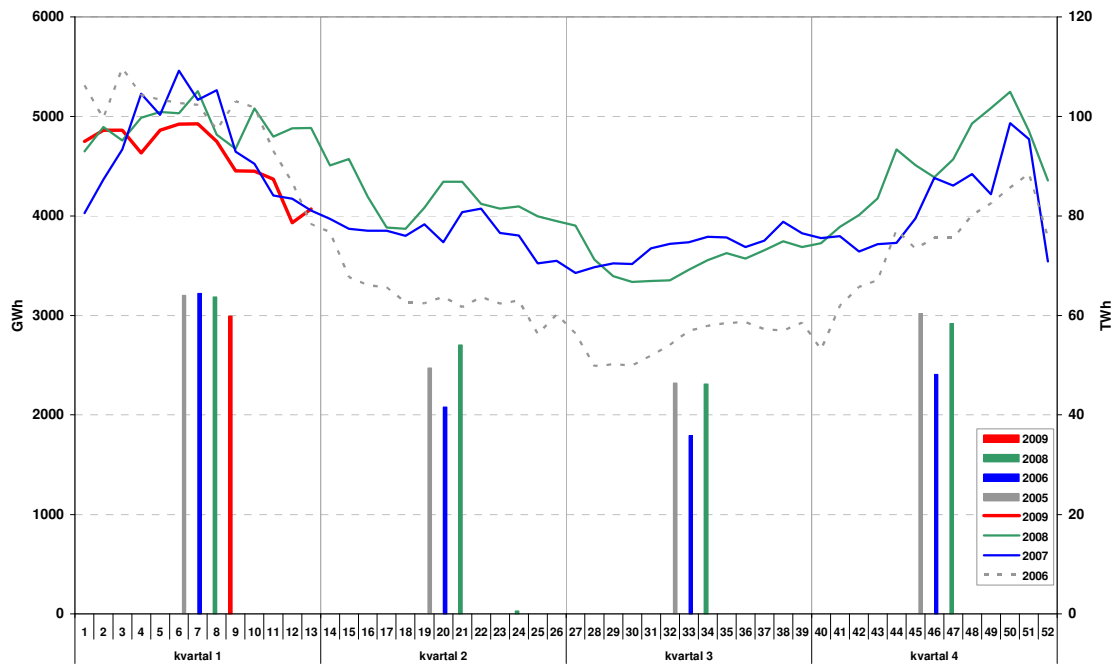
Figur 2.5 Temperaturutvikling - Oslo, 2008 og 2009, Celsius. Kilde: Nord Pool



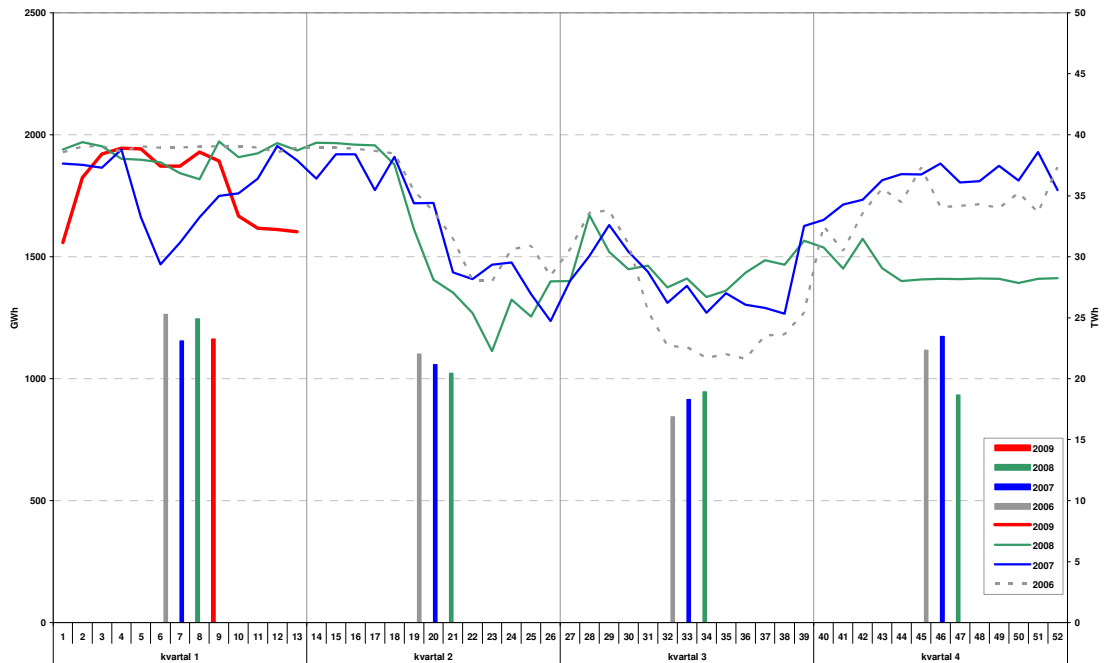
Figur 2.6 Temperaturutvikling - København, 2008 og 2009, Celsius. Kilde: Nord Pool



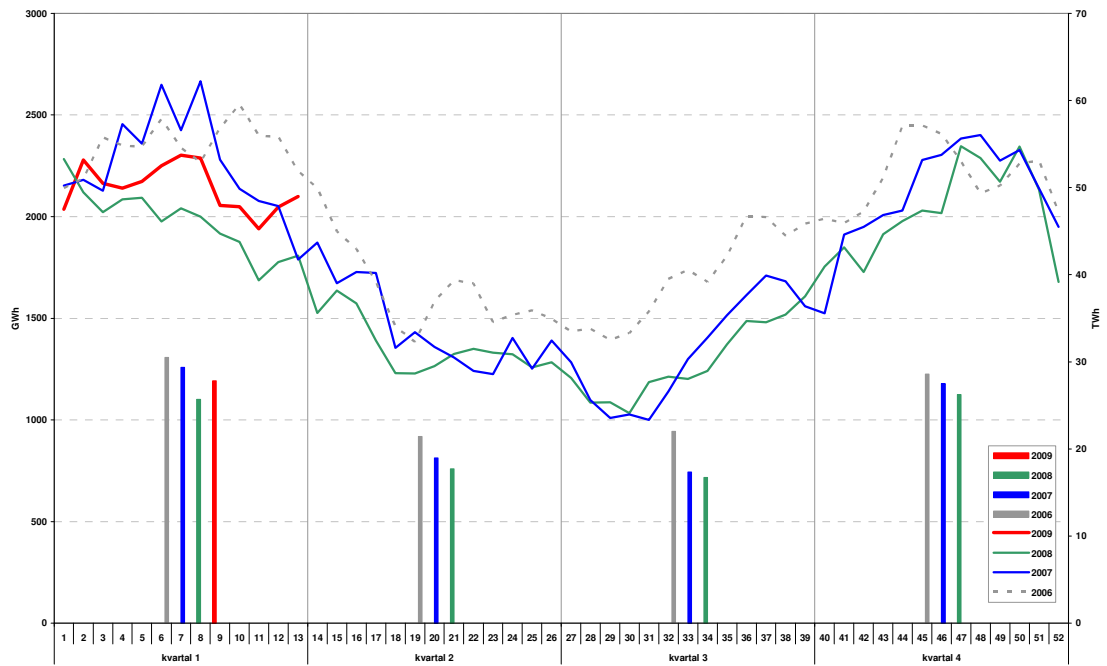
Figur 2.7 Nordisk vannkraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



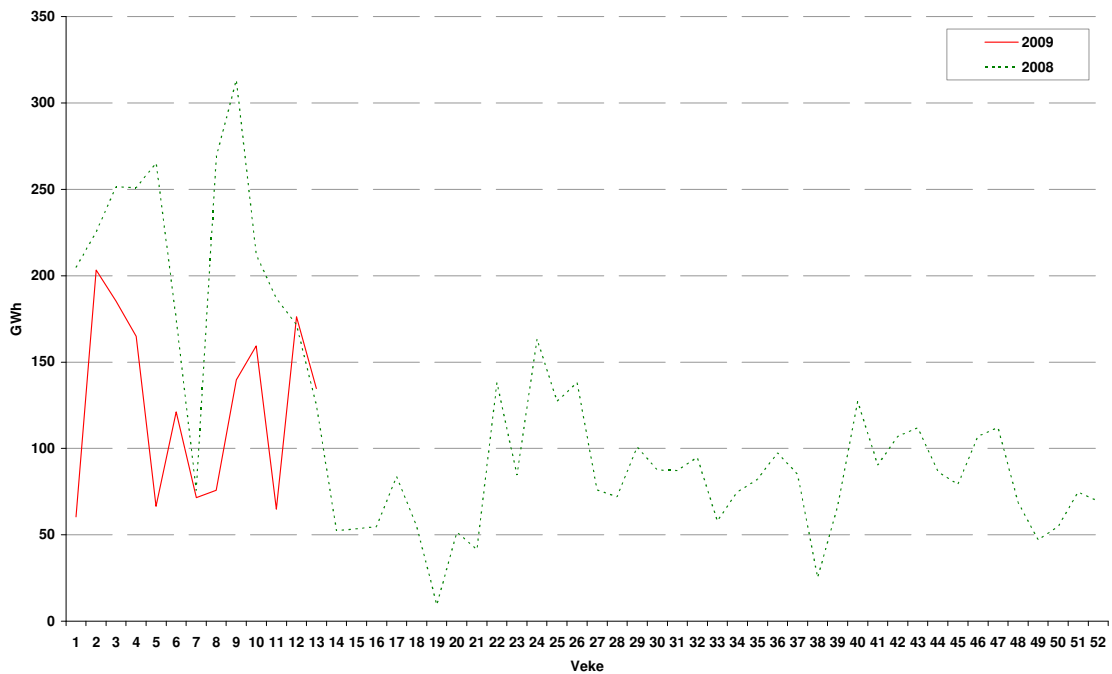
Figur 2.8 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



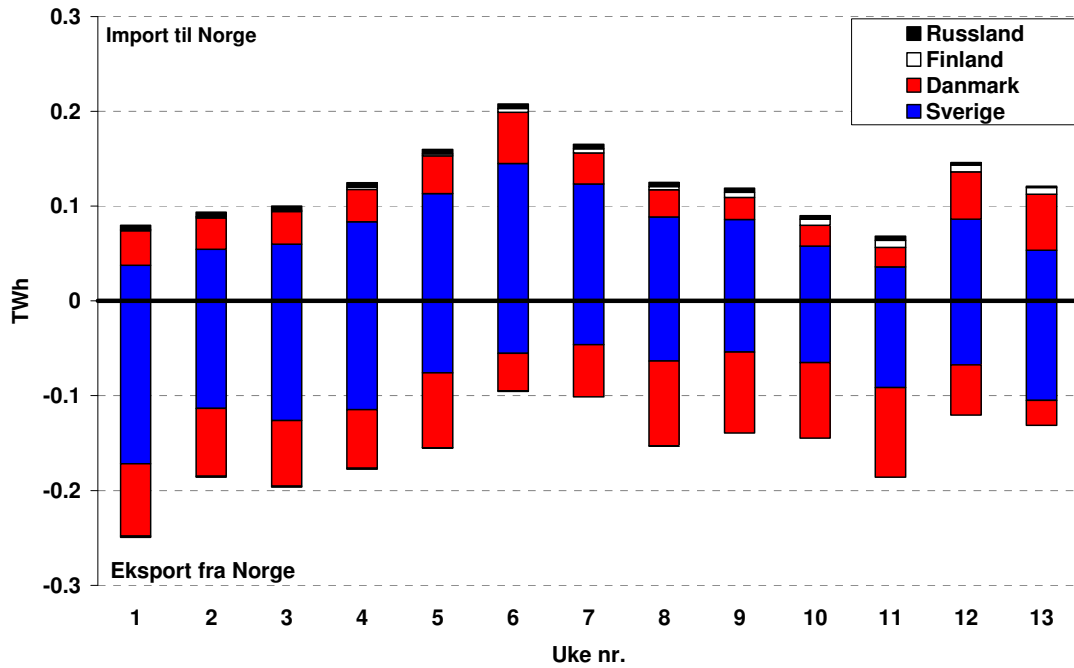
Figur 2.9 Øvrig nordisk kraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



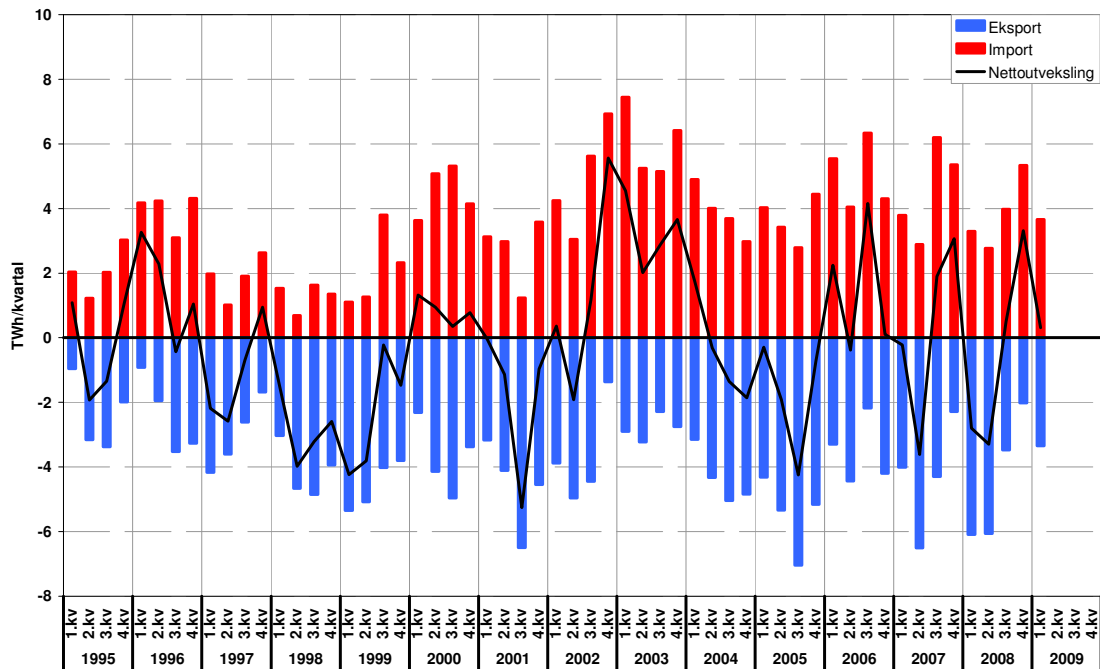
Figur 2.10 Dansk vindkraftproduksjon, 2008-2009 GWh/uke. Kilde: Energinet.dk



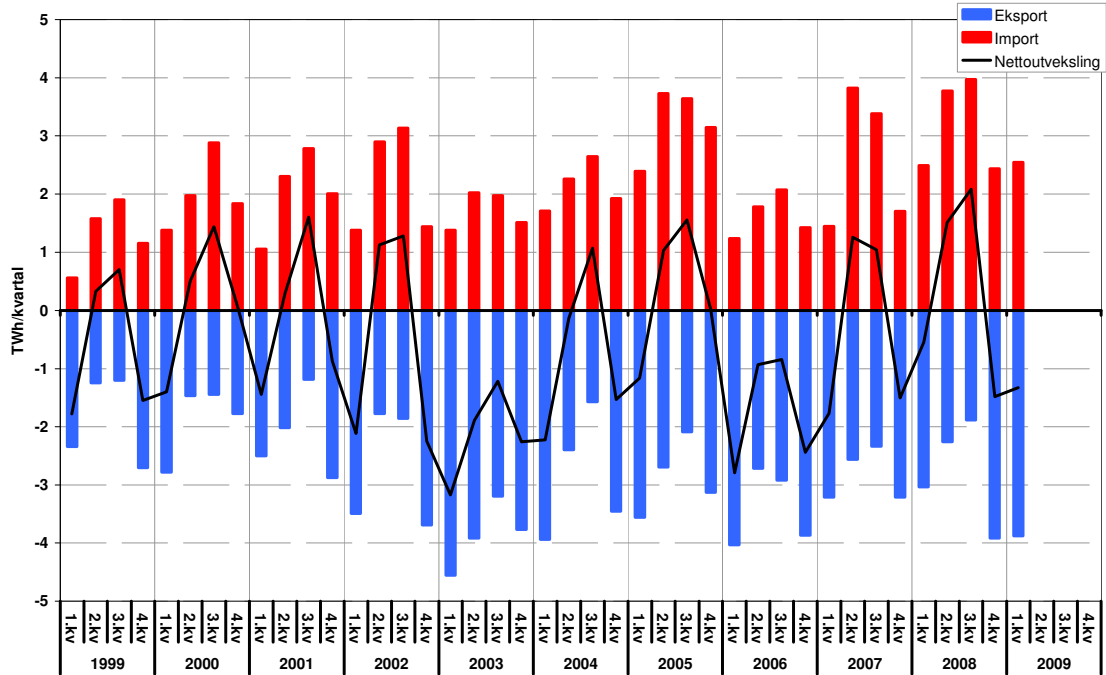
Figur 2.11 Norsk utveksling av kraft i første kvartal. TWh. Kilde: Nord Pool



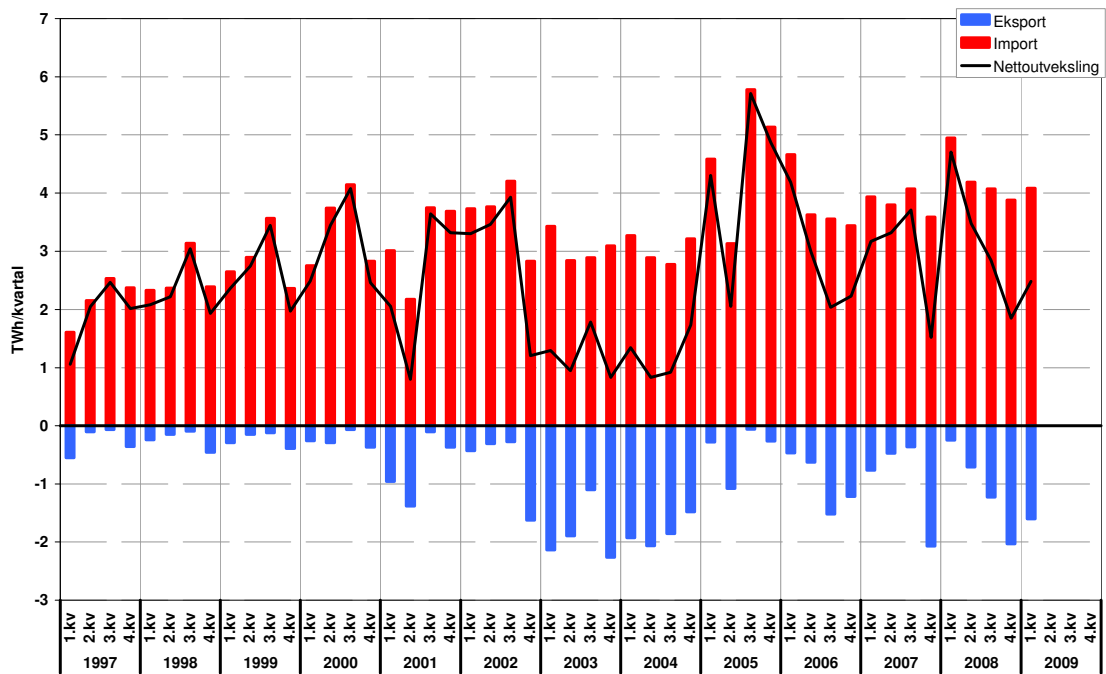
Figur 2.12 Import/eksport Sverige, 1995 - 2009. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.13 Import/eksport Danmark, 1999 – 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.14 Import/eksport Finland, 1997 – 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



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

Utgitt i Rapportserien i 2009

- Nr. 1 Ellen Skaansar (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2008
- Nr. 2 Tiltak for å redusere sannsynligheten for at et område er strømløst over lang tid Regelverksprosjektet mellom NVE, DSB og Statnett (64 s.)
- Nr. 3 Lars-Evan Pettersson: Flomforhold i Sør- og Midt-Norge (67 s.)
- Nr. 4 Jørn Opdahl, Hervé Colleuille: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann (fysiske parametere) Drift og formidling 2008 (37 s.)
- Nr. 5 Kirsten Westgaard, Helge Ulsberg og Svein Olav Arnesen (red.): Tilsynsrapport 2008 (20 s.)
- Nr. 6 Ellen Skaansar (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2009