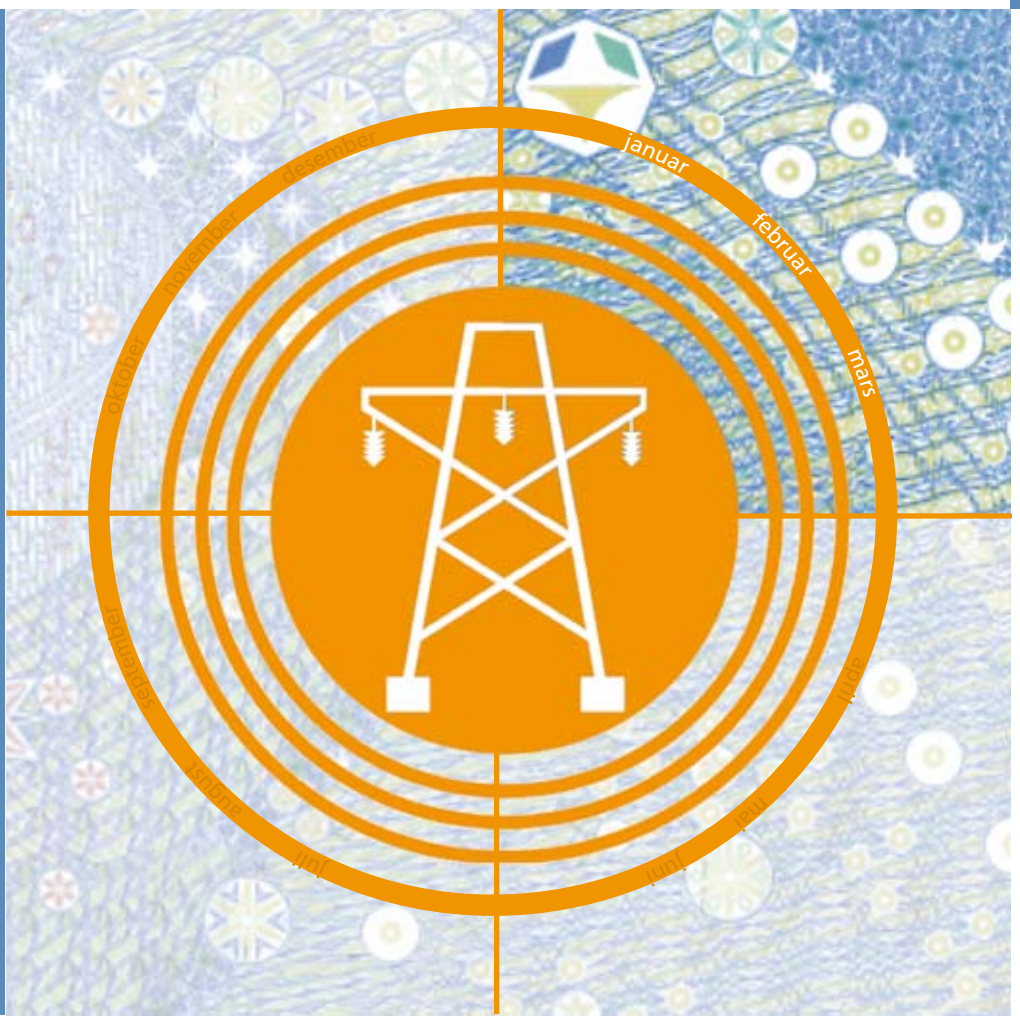
Kvartalsrapport for kraft-markedet, 1. kvartal 2006

Tor Arnt Johnsen (red.)

7
2006

RAPPORT



Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2006

Norges vassdrags- og energidirektorat
2006

Rapport nr. 7

Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2006

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Tor Arnt Johnsen
Forfattere: Lars Olav Fosse, Christian J. Giswold, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Nils Spjeldnæs, Terje Stamer Wahl

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 150
Forsidefoto:
ISBN: 82-410-0595-4

Sammendrag: Elspotprisene i Norge ble i snitt 36 øre/kWh i første kvartal. Det er en prisøkning på hele 70 prosent fra samme periode i fjor. Også i de andre nordiske landene økte prisene tilsvarende. Norge, Sverige og Jylland hadde sammenlignbare prisnivåer i første kvartal, mens Sjælland og Finland hadde høyere priser.

Ved inngangen til 2006 var snømagasinene til det norske kraftsystemet 80 prosent av hva de pleier å være ved årsskiftet. I første kvartal 2006 kom det 23 TWh eller 35 prosent mindre nedbør enn normalt. Dette har ført til at snømagasinet ved utgangen av kvartalet var nede i 70 prosent av normalt. Nedbør i april har imidlertid redusert avviket i snømengder en del, og pr. i dag er snømagasinet igjen om lag 80 prosent av normalt.

Samlet sett økte den nordiske kraftproduksjonen med 4 prosent i fra første kvartal i fjor til i år. De siste 12 månedene er det produsert 395 TWh elektrisk kraft i Norden, og aldri tidligere har produksjonen vært så høy.

Kraftforbruket i alle deler av Norden økte med om lag 5 prosent fra første kvartal i fjor til i år. Hovedårsaken til økningen er at første kvartal i år var betydelig kaldere enn samme kvartal i fjor.

Emneord: Elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftsalg, 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

Mai 2006

Innhold

Forord **4**

Sammendrag **5**

1 Kraftmarkedet i første kvartal 2006 ..... **6**

1.1 Ressursgrunnlaget 8
1.1.1 Tilsig i Norge 8
1.1.2 Tilsig i Sverige 12
1.2 Sterkere nedtapping av magasinene i 2006 13
1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene 13
1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland 13
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel 15
1.3.1 Nordisk kraftproduksjon 15
1.3.2 Nordisk kraftforbruk 22
1.3.3 Handel og kraftutveksling 29
1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet 35
1.4.1 Elspotmarkedet 35
1.4.2 Terminmarkedet 38
1.5 Sluttbrukermarkedet 42
1.5.1 Priser og prisutvikling 42
1.5.2 Leverandørskifter 45
1.5.3 Kontraktsvalg 45
1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft 46
1.5.5 Nettleie til husholdningskunder 48

2 Temaartikler **50**

2.1 Vedfyring og varmepumper dekker mer av oppvarmingsbehovet 50
2.1.1 Innledning 50
2.1.2 Vedforbruk og utstyr for vedfyring 51
2.1.3 Varmepumper 53
2.1.4 Oppsummering 55
2.2 Prissettingen i sluttbrukermarkedet 56
2.2.1 Innledning 56
2.2.2 Imperfekt konkurranse i sluttbrukermarkedet? 57
2.2.3 Analyse av kraftprisavtaler 60
2.2.4 Regresjonsanalyse 62
2.2.5 Konklusjon 65
2.2.6 Referanser 66
2.3 Kraftmarkedets reaksjon på nedbørssvikten vinteren 2006 67
2.3.1 Markedets tilpasning til ressurssituasjonen – økt kraftpris 71
2.3.2 Avsluttende merknader 75
2.4 Utnyttelsen av det nordiske overføringsnettet for elektrisk kraft 76
2.4.1 Kraftprisforskjeller i Norden 2003-2006 76
2.4.2 Overføringskapasitet og flaskehalser 77

3 Vedlegg **81**

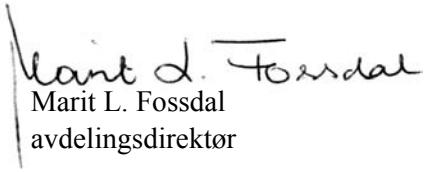
Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i første kvartal 2006. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er niende utgave. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 2-4 uker etter utløpet av kvartalet. På grunn av påskeferien kommer imidlertid denne rapporten litt senere enn vanlig. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i august 2006.

I kvartalsrapporten dokumenteres og kommenteres kraftmarkedsutviklingen i kvartalet og de siste 12 månedene. I tillegg inneholder vanligvis kvartalsrapporten et par temaartikler der medarbeidere i Energi- og markedsavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger. I denne utgaven presenteres det fire temaartikler. Den første temaartikkelen er skrevet av Seniorrådgiver Terje Stamer Wahl ved Energibruksseksjonen, og han diskuterer hvilken rolle biobrensel og varmepumper spiller for energibruken i dag. I den neste temaartikkelen diskuterer Førstekonsulent Kari Margrethe Fløtre ved Kraftmarkedsseksjonen konkurranseforholdene i det norske sluttbrukermarkedet for elektrisk kraft. Senioringeniør Erik Holmqvist ved Hydrologisk avdeling og Seniorrådgiver Tor Arnt Johnsen ved Energi- og markedsavdelingen redegjør for snøforhold og mulige tilsig i den kommende smeltesesongen. Årets situasjon settes opp mot tidligere år med mindre snø enn normalt, først og fremst 1996 og 2001. Til slutt har Rådgiver Nils Spjeldnæs ved kraftmarkedsseksjonen sett på prisforskjeller på kraft og flaskehalser på enkelte snitt i Norden.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energi- og markedsavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Lars Olav Fosse, Christian Johan Giswold, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Nils Spjeldnæs, Terje Stamer Wahl og Tor Arnt Johnsen som også har ledet arbeidet.

Oslo, 9 mai 2006



Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Ved inngangen til 2006 var snømagasinene til det norske kraftsystemet 80 prosent av hva de pleier å være ved årsskiftet. I første kvartal kom det om lag 23 TWh nedbør som kan nyttes til kraftproduksjon. Det er 13 TWh eller 35 prosent mindre enn i et normalår. Dette har ført til at snømagasinet ved utgangen av kvartalet var nede i 70 prosent av normalt. Nedbør i april har imidlertid redusert avviket i snømengder en del, og pr. i dag er snømagasinet igjen om lag 80 prosent av normalt.

Elspotprisene i Norge ble i snitt 36 øre/kWh i første kvartal. Det er en prisøkning på hele 70 prosent fra samme periode i fjor. Også i de andre nordiske landene økte prisene med om lag 70 prosent fra første kvartal i fjor. Høye brenselkostnader, priser på utslippstillatelser og endret ressurssituasjon har ført til denne økningen. Norge, Sverige og Jylland hadde sammenlignbare prisnivåer i første kvartal, mens Sjælland og Finland hadde høyere priser.

Ved inngangen til 2006 hadde vannmagasinene i Norge 5,7 prosentpoeng høyere fylling enn normalt. I løpet av kvartalet ble fyllingsgraden kraftig redusert, og ved utgangen av kvartalet var fyllingen 4,3 prosentpoeng lavere enn normalt. Likevel var det ved utgangen av kvartalet like mye vann i magasinene i Norge og Sverige som et år tidligere.

I første kvartal 2006 var den norske kraftproduksjonen 41,5 TWh, eller 2,7 prosent høyere enn i første kvartal i fjor. I Sverige var produksjonen 44 TWh i første kvartal, og det er på nivå med fjorårets produksjon. I Danmark og Finland har kraftproduksjonen økt med hhv. 19 og 6 prosent fra første kvartal i fjor til i år. Samlet sett har dermed den nordiske kraftproduksjonen vært 4 prosent høyere enn i fjor. De siste 12 månedene er det produsert 395 TWh elektrisk kraft i Norden. Dette er den høyeste produksjonen som noen gang er registrert i løpet av en 12 måneders periode.

Kraftforbruket i alle deler av Norden økte med om lag 5 prosent fra første kvartal i fjor til i år. Hovedårsaken til økningen er at første kvartal i år var betydelig kaldere enn samme kvartal i fjor. I Norge økte forbruket i alminnelig forsyning med 8,3 prosent fra første kvartal i fjor til første kvartal i år. Av dette kan 6,1 prosentpoeng tilskrives temperaturforskjeller, mens de resterende 2,2 prosentpoeng tyder på underliggende forbruksvekst. Denne veksten realiseres på tross av økte kraftpriser i kvartalet. Kraftintensiv industri reduserte sitt forbruk med 4,3 prosent fra første kvartal i fjor til samme kvartal i år, mens kraftforbruket i elektrokjeler økte med 2,1 prosent.

Nedbørsvikt og økte kraftpriser har påvirket den norske kraftutvekslingen. I sum for kvartalet var den norske nettoeksporten 2,8 TWh, og det er 0,6 TWh mindre enn i samme periode i fjor. Sverige og Finland hadde netto kraftimport i første kvartal på hhv. 2,2 og 4,2 TWh. I samme kvartal i fjor hadde Sverige en nettoeksport på 0,3 TWh, mens Finland i fjor hadde en nettoimport på 4,3 TWh. Danmark hadde eksport både i første kvartal i år og i fjor. Årets danske eksport var 2,8 TWh, og det er mer enn dobbelt så mye som i fjor (1,2 TWh). Samlet hadde Norden en import på 0,8 TWh i første kvartal, mens det i fjor var en eksport på 0,7 TWh.

1 Kraftmarkedet i første kvartal 2006 – lite nedbør og sterk prisøkning

Nedbør: 13 TWh mindre enn normalt i første kvartal 2006

Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet var 7,7 TWh i første kvartal 2006, og det er 0,8 TWh mindre enn i et normalår og hele 5 TWh mindre enn i første kvartal 2005. Det kom om lag 23 TWh nedbør som kan nyttes til kraftproduksjon i første kvartal 2006. Det er 13 TWh eller 35 prosent mindre enn i et normalår. I Sverige var tilsiget i første kvartal litt over det normale.

Snø: 70 prosent av det normale ved utgangen av 1. kv. 2006

Ved inngangen til 2006 var snømagasinene til det norske kraftsystemet 80 prosent av hva de pleier å være ved årsskiftet. Mindre nedbør enn normalt også i første kvartal førte til at snømagasinet ved utgangen av kvartalet var nede i 70 prosent av normalt. Nedbør i april har imidlertid redusert avviket i snømengder en del, og pr. i dag er snømagasinet igjen om lag 80 prosent av normalt.

Like mye vann i norske og svenske magasiner som for ett år siden

Ved inngangen til 2006 hadde vannmagasinene i Norge 5,7 prosentpoeng høyere fylling enn normalt. I løpet av kvartalet ble fyllingsgraden kraftig redusert, og ved utgangen av kvartalet var fyllingen 4,3 prosentpoeng lavere enn normalt. Fyllingen ved utgangen av første kvartal var imidlertid bare 0,6 prosentpoeng lavere enn på samme tid i fjor. I Sverige var fyllingen 1,4 prosentpoeng høyere enn for et år siden. Dermed var det ved utgangen av kvartalet like mye vann i norske og svenske magasiner som et år tidligere.

Høy kraftproduksjon

Første kvartal: Norge: 42 TWh

Siste 52 uker : Norden: 395 TWh

I første kvartal 2006 var den norske kraftproduksjonen 42 TWh, eller 3 prosent høyere enn i første kvartal i fjor. De siste 12 månedene har kraftproduksjonen vært 138 TWh, og det er om lag 17 TWh mer enn i et tilsigsmessig normalår. I Sverige var produksjonen 44 TWh i første kvartal, og det er på nivå med fjorårets produksjon. I Danmark og Finland har kraftproduksjonen økt med hhv. 19 og 6 prosent fra første kvartal i fjor til i år. Samlet sett har dermed den nordiske kraftproduksjonen vært 4 prosent høyere enn i fjor. De siste 12 månedene er det produsert 395 TWh elektrisk kraft i Norden.

Forbruket øker i alle grupper

Kraftforbruket i alle deler av Norden økte med om lag 5 prosent fra første kvartal i fjor til i år. Hovedårsaken til økningen er at første kvartal i år var betydelig kaldere enn samme kvartal i fjor.

Vekst i alminnelig forsyning, fall i kraftintensiv industri

I Norge økte forbruket i alminnelig forsyning med 8,3 prosent fra første kvartal i fjor til første kvartal i år. Av dette kan 6,1 prosentpoeng tilskrives temperaturforskjeller, mens de resterende 2,2 prosentpoeng tyder på underliggende forbruksvekst. Denne veksten realiseres på tross av økte kraftpriser i kvartalet. Kraftintensiv industri reduserte sitt forbruk med 4,3 prosent fra første kvartal i fjor til samme kvartal i år, mens kraftforbruket i elektrokjeler økte med 2,1 prosent.

Norsk og dansk krafteksport, men nordisk import

Nedbørsvikt og økte kraftpriser har påvirket den norske kraftutvekslingen. Norges krafteksport var størst i uke 3, med en nettoeksport på om lag 0,4 TWh. Deretter falt eksporten gradvis, og i uke 13 var eksporten snudd til import (0,1 TWh). I sum for kvartalet var den norske nettoeksporten 2,8 TWh, og det er 0,6 TWh mindre enn i samme periode i fjor. Sverige og Finland hadde netto kraftimport i første kvartal på hhv. 2,2 og 4,2 TWh. I samme kvartal i fjor hadde Sverige en nettoeksport på 0,3 TWh, mens Finland i fjor hadde en nettoimport på 4,3 TWh. Danmark hadde eksport både i første kvartal i år og i fjor. Årets danske eksport var 2,8 TWh, og det er mer enn dobbelt så mye som i fjor (1,2 TWh). Samlet hadde Norden en import på 0,8 TWh i første kvartal, mens det i fjor var en eksport på 0,7 TWh.

Spotpris 1. kv. 2006 (øre/kWh):

- Norge	**35,8**
- Sverige	**36,2**
- Finland	**38,6**
- Sjælland	**42,7**
- Jylland	**36,5**
- Tyskl./EEX	**52,3**

Elspotprisene i Norge ble i snitt 36 øre/kWh i første kvartal. Det er en prisøkning på 70 prosent fra samme periode i fjor. Også i de andre nordiske landene økte prisene med om lag 70 prosent fra første kvartal i fjor. Prisøkningen skyldes økte brenselskostnader, høyere priser på utslippstillatelser og knappere ressurssituasjon. Norge, Sverige og Jylland hadde sammenlignbare prisnivåer i første kvartal, mens Sjælland og Finland hadde høyere priser. I Finland har kuldeperioder og begrensninger i importkapasiteten fra Sverige bidratt til høye priser på dagtid på hverdager. For Sjællands vedkommende er prisene influert av tyske priser som i snitt for kvartalet har ligget høyere enn prisene i Norden. Prisene i det nordiske finansielle kraftmarkedet økte med om lag 10 øre/kWh gjennom første kvartal. Tilsvarende priser i Tyskland har vært stabile i første kvartal.

Økte sluttbruker-priser

Kraftprisene til sluttbruker har også vært sterkt stigende gjennom første kvartal. I dette kvartalet er det spotpriskontrakten som har vært den dyreste kontraktsformen. Totalt var det 78 200 leverandørbytter dette kvartalet. Stadig flere husholdningskunder velger seg bort fra de tradisjonelle standard variable priskontraktene.

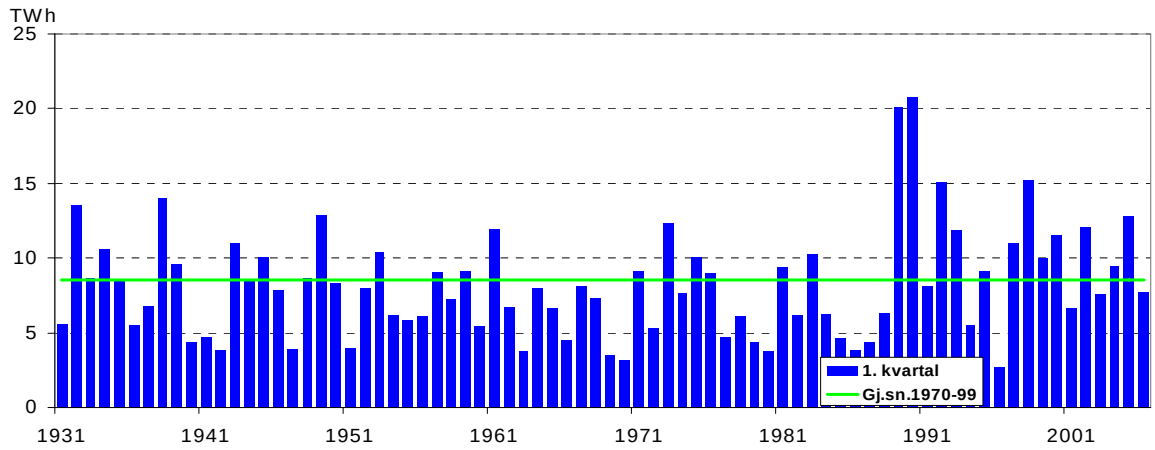
1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Norge

I første kvartal 2006 var det nyttbare tilsiget 7,7 TWh eller 0,8 TWh mindre enn normalt. Tilsiget var 5 TWh mindre enn for samme periode i 2005. Høyt tilsig i hele 2005 gjør at i sum for de siste 12 månedene har tilsiget vært 136 TWh eller 18 TWh over normalt. Summert for de siste 24 månedene har tilsiget vært 259 TWh eller 23 TWh mer enn normalt.

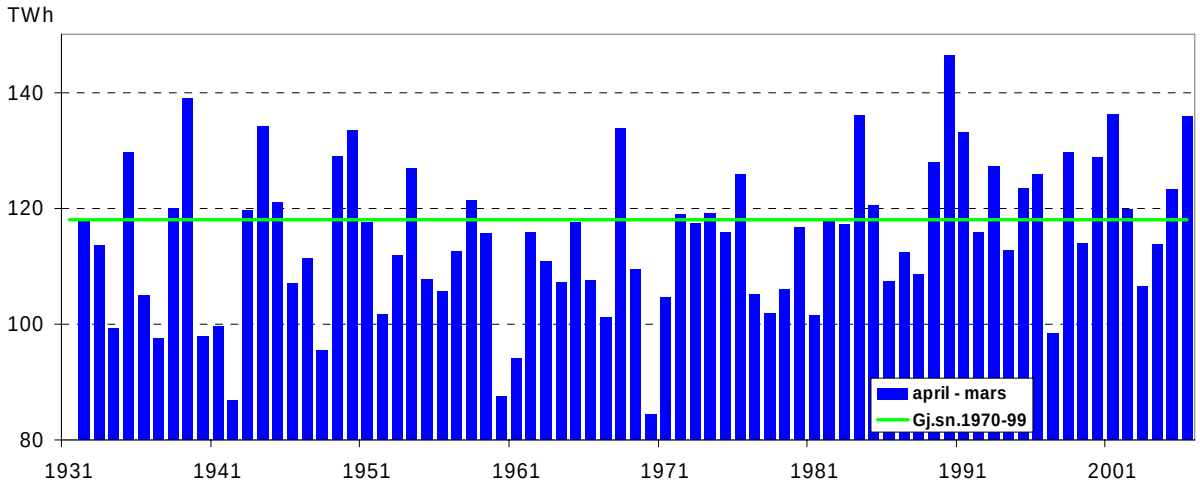
Resurstilgang TWh	1.kv. 2006	Avvik fra Normalt	Siste 12 måneder	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	7,7	- 0,8	136	18
Nedbør Norge	23	- 13	115	-3
Tilsig Sverige	5,1	0,3	74	11
Snø Norge (prosent av normalt)		Utgangen av 1 kv. 2006 Ca. 70%		Utgangen av 1 kv. 2005 Ca. 115%

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig for første kvartal, 1931-2006. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool.

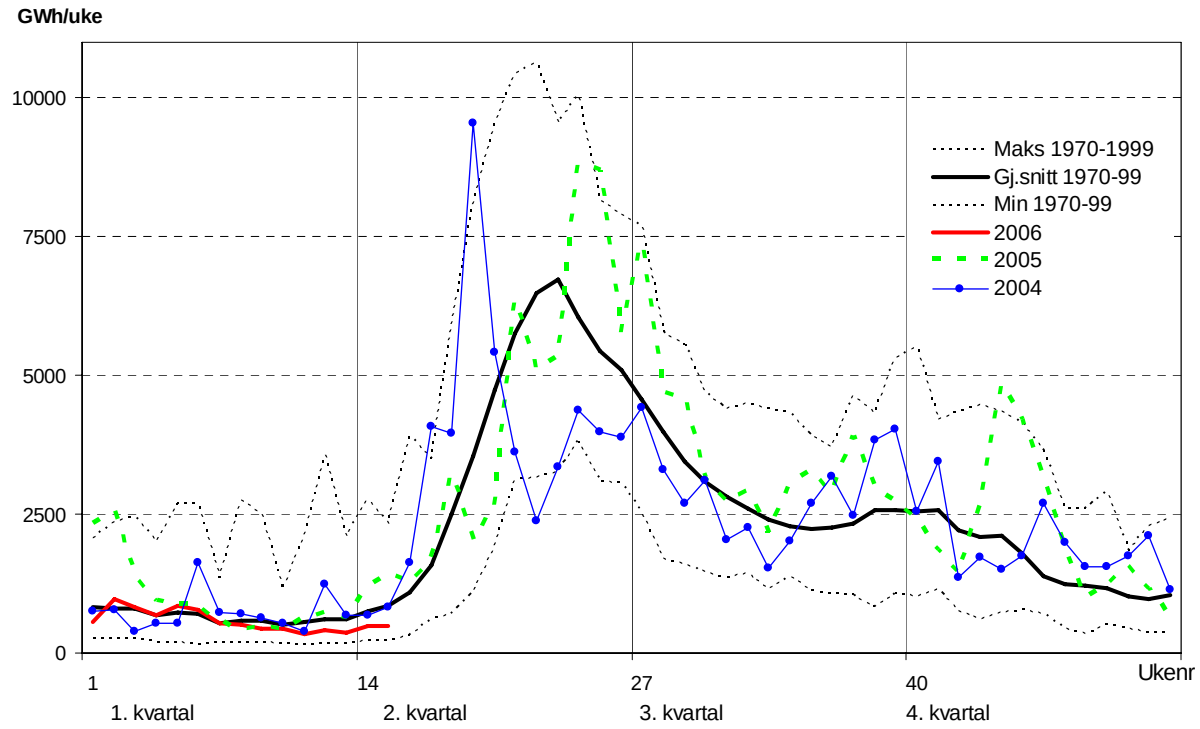


Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.3. På tross av mildvær og flom i Midt-Norge i overgangen januar/februar ble ikke tilsiget nevneverdig over normalt i begynnelsen av året. Derimot ga en kald og tørr mars i nesten hele landet, noe mindre tilsig enn normalt mot slutten av første kvartal.

Figur 1.1.2 Nyttbart tilsig for perioden april til og med mars året etter, 1931 - 2006. TWh.
Kilde: NVE og Nord Pool.



Figur 1.1.3 Nyttbart tilsig i Norge i 2004, 2005 og 2006. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool.



Temperatur

Både i januar og februar var det mildt for årstiden i store deler av landet. I januar var månedstemperaturen for Norge 3,2 grader høyere normalen, mens den var 1,4 grader høyere enn normalen i februar. Mars ble imidlertid kald. Månedstemperaturen for Norge i mars ble 3,5 grader under normalen. Vi må tilbake til 1962 for å finne en kaldere mars for landet som helhet, og langs kysten av Rogaland må en tilbake til vinteren 1942 for å finne en kaldere mars. I store deler av landet var det lavere temperaturer i mars enn i januar og februar.

Tabell 1.1.1 Månedsmiddeltemperatur ved noen meteorologiske målestasjoner, ºC.
Kilde: Meteorologisk institutt

	2006			Avvik fra normal 1961-90		
	Januar	Februar	Mars	Januar	Februar	Mars
Oslo- Blindern	-2,4	-3,2	-3,3	1,9	0,8	-3,1
Kristiansand - Kjevik	-0,7	-1,3	-2,5	1,0	0,5	-3,5
Bergen-Florida	2,8	3,1	0,6	1,5	1,6	-2,7
Trondheim-Voll	0,3	-0,7	-4,3	3,3	1,8	-4,3
Bodø	1,7	-0,8	-3,1	3,9	1,2	-2,5
Tromsø	0,0	-2,6	-4,3	4,4	1,6	-1,6

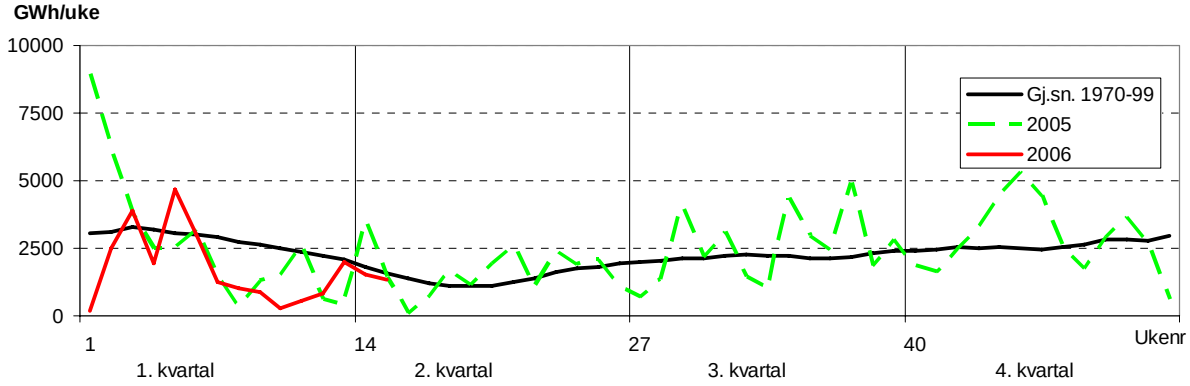
Nedbør

I første kvartal kom det om lag 23 TWh nedbørenergi, eller 13 TWh mindre enn normalt. Det er spesielt mars som har vært nedbørfattig. Da kom det under 50 prosent av normalen på Vestlandet og i deler av Trøndelag, Nordland og Finnmark. Enkelte steder på Vestlandet må en tilbake til 1974 for å finne en tørrere mars.

I sum for første kvartal kom det omkring 40 til 70 prosent av normal nedbør på Vestlandet og i deler av Nordland, mens enkelte kystområder i Agder, Trøndelag og Troms fikk vesentlig mer nedbør enn normalt. I sum for landet var nedbøren i perioden januar til mars 105 prosent av normalen. At det likevel har kommet vesentlig mindre nedbørenergi enn normalen, skyldes at det kom lite nedbør i mange fjellområder hvor flere av de største vannkraftmagasinene er lokalisert, mens det kom rikelig med nedbør i områder med få eller ingen magasiner.

Summert for de siste 12 månedene har det kommet 115 TWh eller 3 TWh mindre nedbørenergi enn normalt. At sum tilsig de siste 12 månedene er vesentlig høyere enn normalt samtidig som sum nedbør er mindre enn normalen, skyldes i hovedsak at snømagasinet var godt over normalt ved utgangen av første kvartal 2005, mens det i år er vesentlig mindre enn normalt.

Figur 1.1.4 Beregnet ukentlig nedbørenergi i 2005 og 2006. GWh/uke. Kilde: NVE

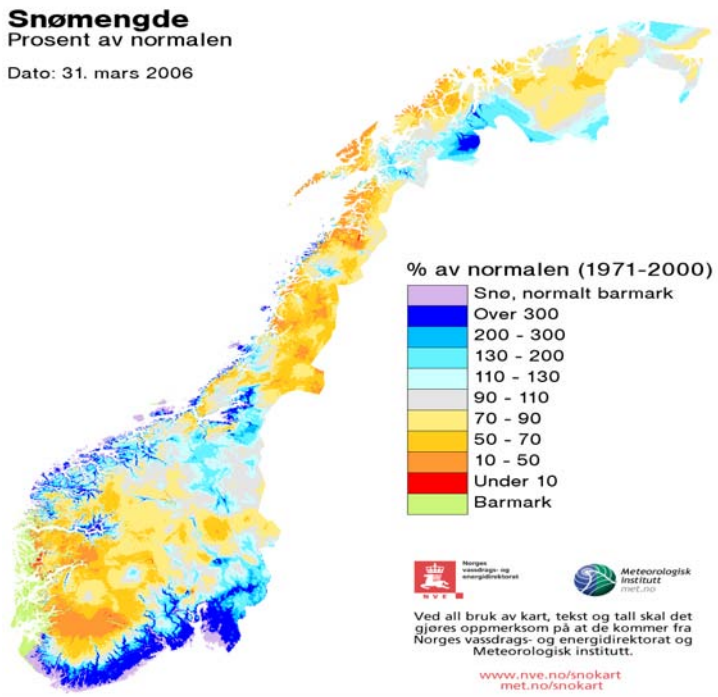


Snø

Snøsituasjonen i Norge mot slutten av 1. kvartal er illustrert i figur 1.1.5. Som kartet viser er det store forskjeller både lokalt og regionalt. I hovedtrekk er det mindre snø enn normalt i store deler av fjellet i Sør-Norge og fra Nord-Trøndelag og nordover. På Nord-Vestlandet, nord på Østlandet og sør i Trøndelag er det omkring normale snømengder, mens det langs Sørlandskysten og Oslofjorden er betydelig mer snø enn normalt. I enkelte områder, som innerst i Sognefjorden og i indre deler av Troms, viser kartet for mye snø.

For de norske vannkraftmagasinene gir snøkartet omkring 70 prosent av normale snømengder for årstiden. En nærmere analyse av forholdet mellom snø og forventet tilsig i løpet av smeltesesongen ligger ved som temaartikkel bak i rapporten.

Figur 1.1.5 Snømengde pr. 31. mars 2006 i prosent av median for perioden 1971 -2000. Kilde: NVE og Meteorologisk institutt

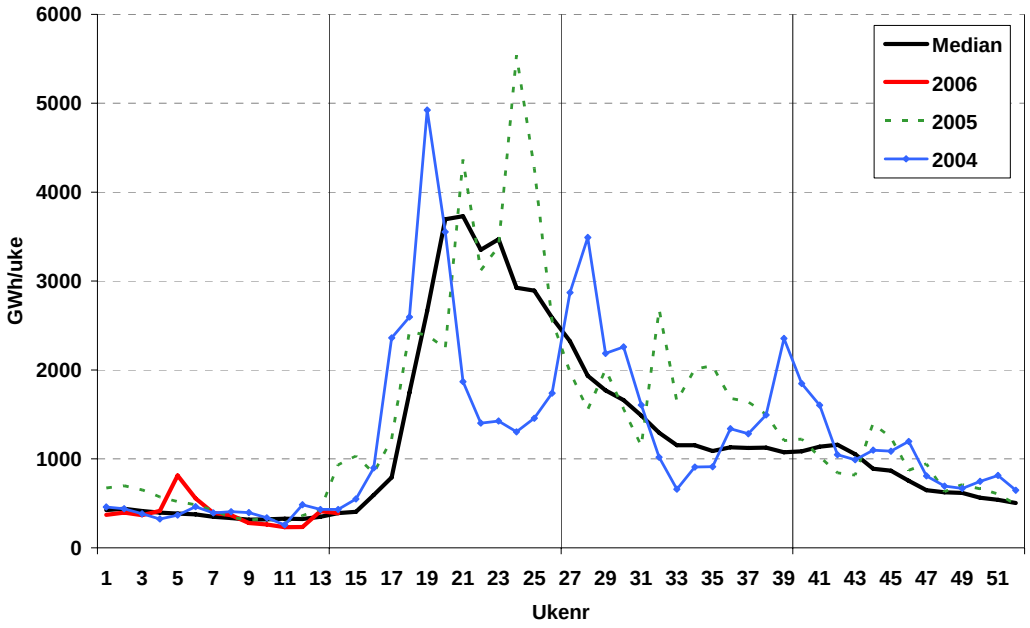


1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 5,1 TWh i første kvartal 2006. Det er 0,3 TWh mer enn normalt, men 1,0 TWh mindre enn i samme periode i 2005 og omtrent det samme som i 2004.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 73,5 TWh. Det er nesten 11 TWh mer enn normalt. I forhold til tilsvarende periode ett år tidligere, var tilsiget vel 7 TWh høyere. De siste 24 månedene har tilsiget vært i underkant av 140 TWh. Det er ca 14 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.6 Tilsig for Sverige i 2004, 2005 og 2006. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi



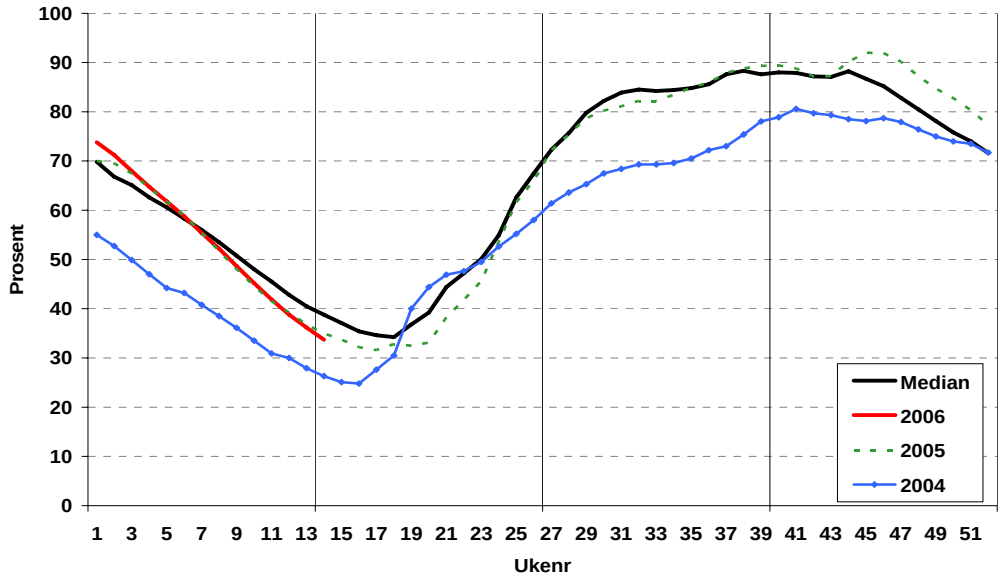
1.2 Sterkere nedtapping av magasinene i 2006

1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene

Ved inngangen til 2006 var fyllingsgraden høyere enn normalt[1] for årstiden. Rekordhøy produksjon i januar og en kjølig værtype med tilsig under det normale, spesielt i mars, førte til sterkere tapping av magasinene enn normalt frem mot våren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 36,2 prosent. Det er 4,3 prosentpoeng lavere enn medianverdien på samme tidspunkt og 0,6 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2005. Den energimengden som er lagret i magasinene ved utgangen av første kvartal er 0,5 TWh mindre enn på samme tid i 2005.

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 1. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2006	2005	Median	
Norge	36,2	36,8	40,5	84,3
Sverige	24,2	22,8	28,1	33,8
Finland	29,3	32,7	32,9	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2004, 2005 og 2006, prosent. Kilde: NVE



1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

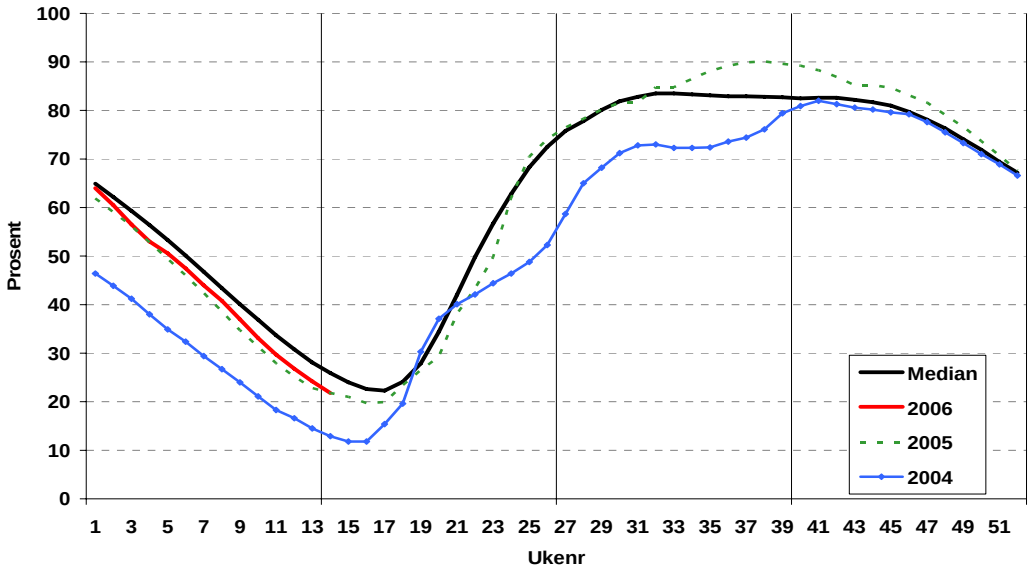
I Sverige startet 2006 med magasinfylling omtrent som medianverdien[2] til samme tid, men noe høyere enn året før. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 24,2 prosent.

[1] Median for perioden 1990-2005

[2] Middelverdier for perioden 1950-2001.

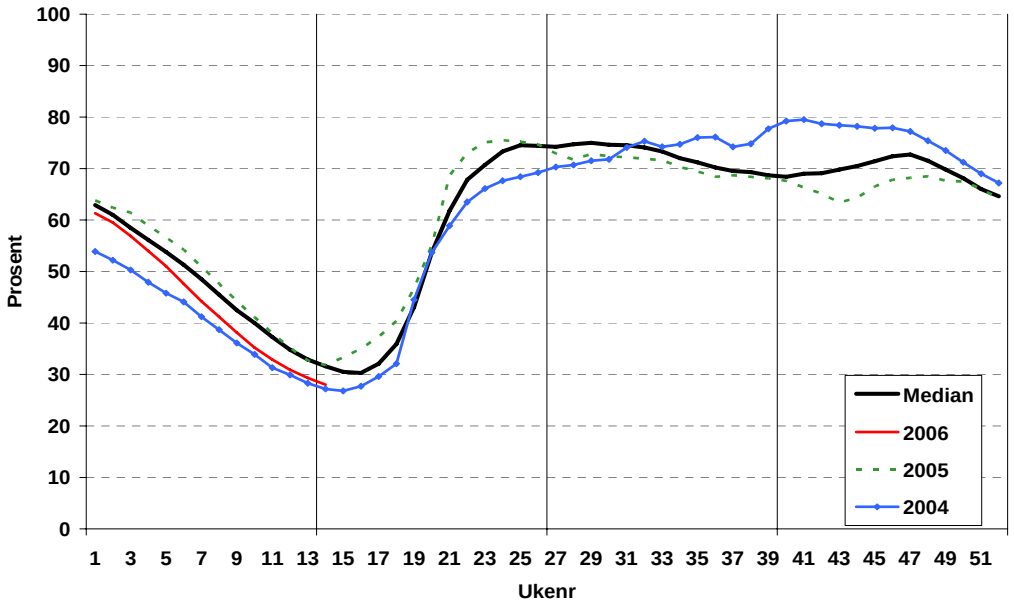
Det er 3,9 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av første kvartal 2006 var 1,4 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2005. Det tilsvarer en energimengde på 0,5 TWh.

Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2004, 2005 og 2006, prosent. Kilde: Nord Pool



I Finland startet 2006 med magasinfylling litt under medianverdien til samme tid for perioden 1978-2001. I løpet av vinteren økte avstanden til medianverdien og ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 29,3 prosent. Det er 3,6 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av kvartalet var 3,4 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2005, tilsvarende en energimengde på 0,2 TWh.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2004, 2005 og 2006, prosent. Kilde: Nord Pool



Ved utgangen av første kvartal i år har den lagrede vannmengden i svenske og finske vannmagasiner økt med 0,3 TWh i forhold til samme tid året før. Inklusive den reduserte vannbeholdningen i Norge er den lagrede vannmengden i Norden ved utgangen av kvartalet litt over 40 TWh, eller 0,2 TWh mindre enn til samme tid i 2005. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

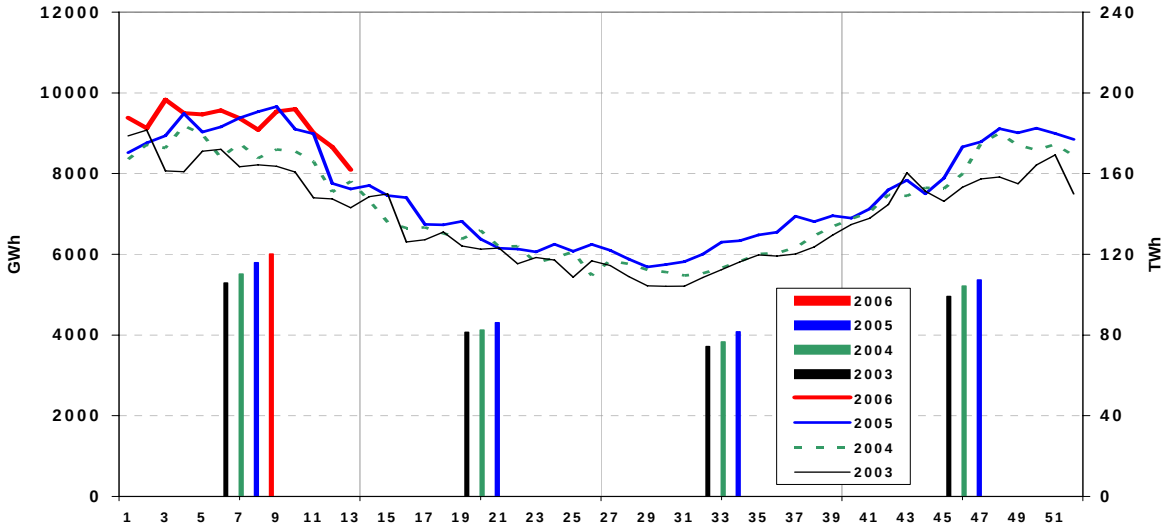
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel

1.3.1 Nordisk kraftproduksjon

I første kvartal 2006 har det blitt produsert 120,2 TWh elektrisk kraft i de nordiske landene. Sammenlignet med første kvartal i 2005 er det en økning på 4,3 TWh, eller 4 prosent. Økt kraftforbruk som følge av kaldere vær, spesielt i starten av 2006, har medvirket til produksjonsøkningen. Kaldt vær ga i uke 3 også ny nordisk produksjonsrekord for en uke med 9830 GWh. I Danmark og Finland har kraftproduksjonen økt med til sammen 3,4 TWh fra samme kvartal i fjor.

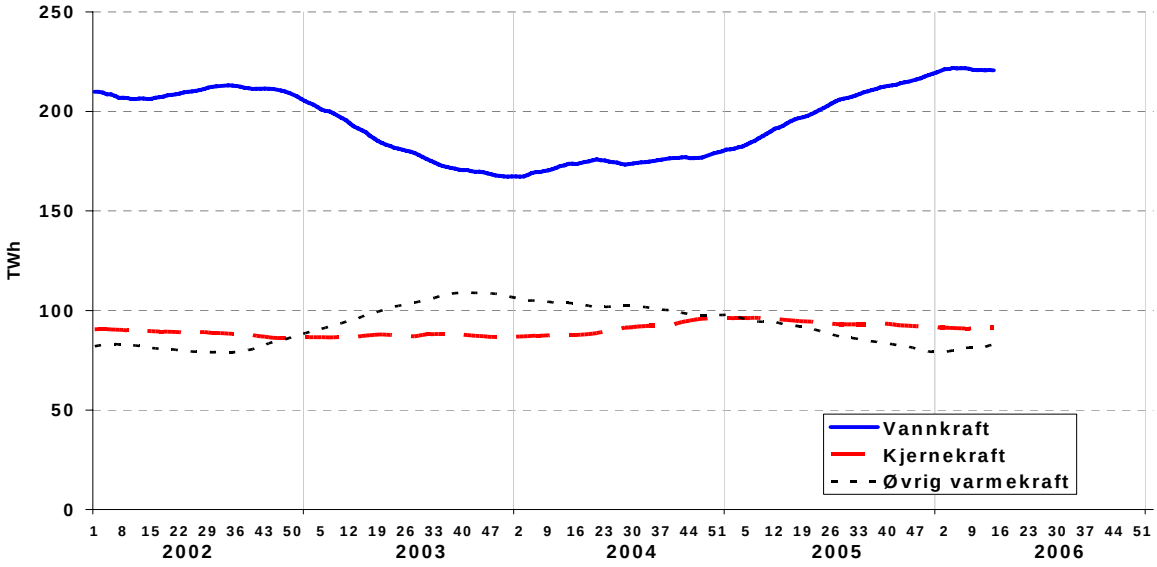
Produksjon (TWh)	1. kv. 2006	Endring fra 1. kv. 2005	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	42	3 %	139	18 %
Sverige	44	- 1 %	153	3 %
Finland	22	6 %	68	- 14 %
Danmark	13	19 %	36	- 2 %
Norden	120	4 %	395	4 %

Figur 1.3.1 Nordisk kraftproduksjon, 2003 – 2006, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



Produksjonen i de nordiske vannkraftverkene har vært jevnt stigende fra årsskiftet 2003/2004, og i siste 52-ukers periode ble det produsert i overkant av 220 TWh vannkraft. Dette er 53 TWh (32 prosent) mer enn i 2003 da produksjonen var om lag 167 TWh. Kjernekraftproduksjonen i Sverige og Finland har vært forholdsvis stabil de siste årene med årlige volum mellom 86 og 96 TWh. Kraftproduksjonen fra øvrige varmekraftverk varierer i større grad. Siden 2002 har årsproduksjonen variert mellom 79 og 109 TWh. Ved utgangen av første kvartal 2006 var produksjonen i øvrige varmekraftverk de siste 52 uker 83 TWh. Det er en økning fra årsskiftet med nærmere 4 TWh. Et tiltagende energiunderskudd i forhold til magasinbeholdning og snø i fjellet utover i første kvartal har bidratt til økende priser i det nordiske kraftmarkedet, og det har gitt lønnsom drift for flere av de konvensjonelle varmekraftverkene i Norden.

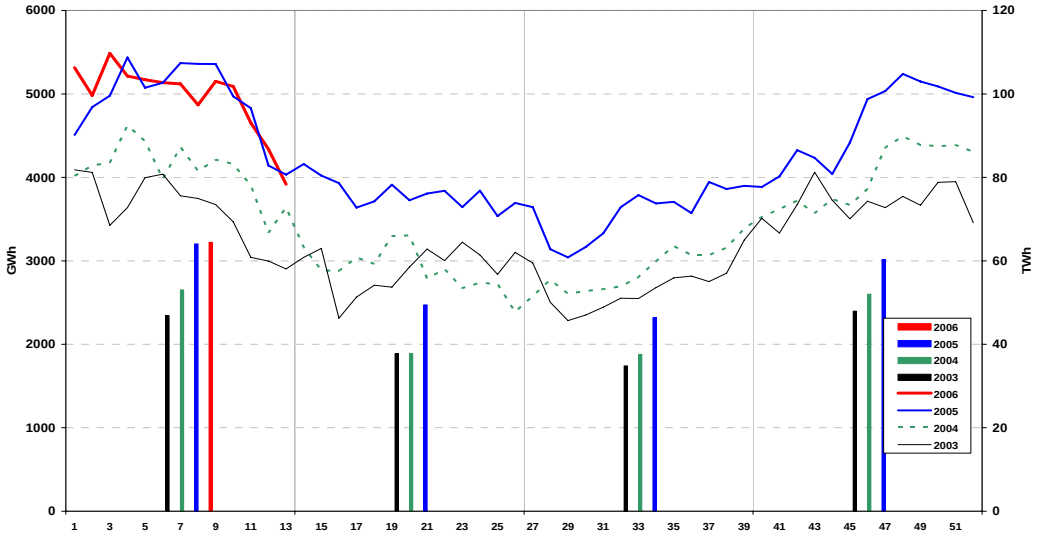
Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2002 – 2006, sum for de siste 52 uker, TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.1.1 Vannkraft

Vannkraftproduksjonen i Norden har vært høy også i første kvartal 2006. Til sammen ble det produsert 64,4 TWh elektrisk energi fra nordiske vannkraftverk. Størstedelen av vannkraftproduksjonen i Norden finner sted i Norge. De norske vannkraftverkene produserte 41,4 TWh. I Sverige var vannkraftproduksjonen 19,7 TWh, mens det ble produsert 3,4 TWh vannkraft i Finland. Høy produksjon i starten av kvartalet medførte at totalproduksjonen fra vannkraftverk i første kvartal 2006 var 0,3 TWh høyere enn observert i dette kvartalet i fjor. Dersom vi sammenligner produksjonen med første kvartal 2003 og 2004 har det vært en markant økning de to siste årene. Lite nedbør mellom uke 7 og 12 ført imidlertid til en kraftig forverring i vannkraftprodusentenes fremtidige ressurstilgang. Sammen med lavere forbruk i Norden, har dette bidratt til den sterke produksjonsnedgangen mot slutten av kvartalet.

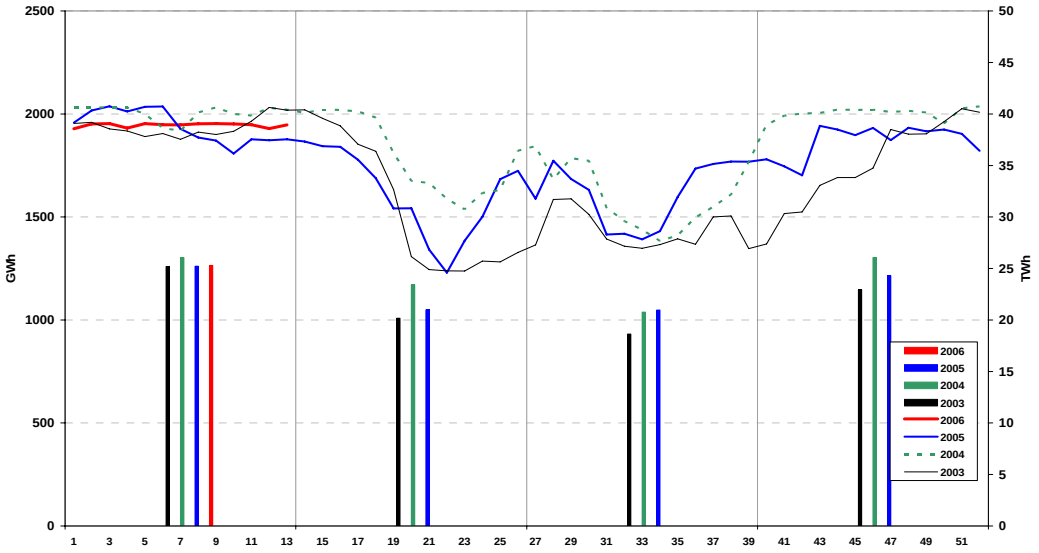
Figur 1.3.3 Nordisk vannkraftproduksjon, 2003 – 2006, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.1.2 Kjernekraft

Første kvartal har vært kjennetegnet ved tilnærmet full utnyttelse av produksjonskapasiteten ved verkene i Sverige og Finland. Det har gitt en samlet produksjon fra de nordiske kjernekraftverkene på 25,3 TWh. Full utnyttelse av kjernekraftverkene utgjør ca. 1950 GWh/uke. De variable kostnadene i kjernekraftproduksjonen er for tiden vesentlig lavere enn prisene i markedet. Det gir god lønnsomhet ved drift, og kjernekraftverkene blir kun tatt ut av drift dersom det er feil ved anleggene eller behov for vedlikeholdsarbeider. I fjor var produksjonen i første kvartal 25,2 TWh. Det er lavere enn i årets første kvartal, til tross for at Barsebäck-reaktorene nå er faset ut.

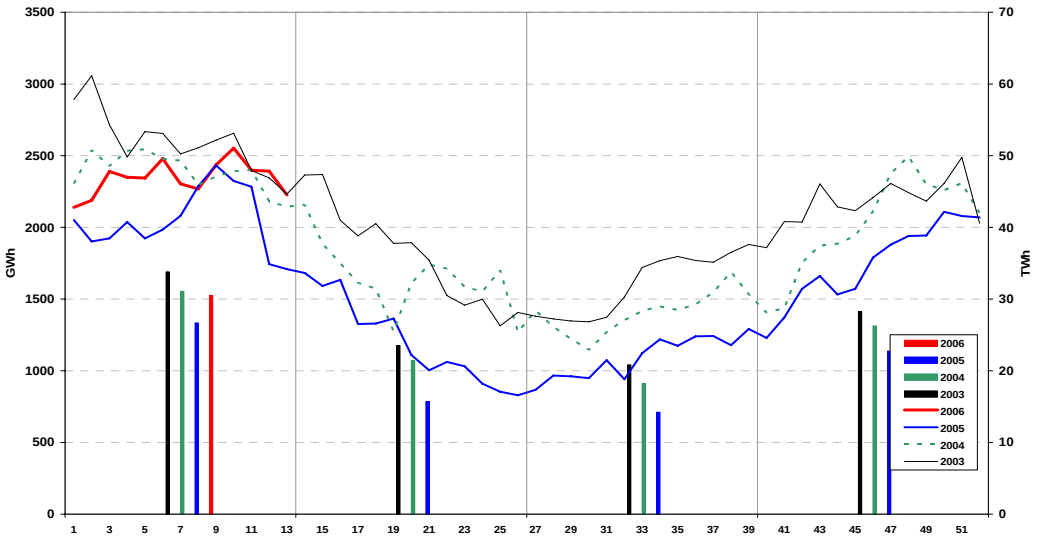
Figur 1.3.4 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2003 – 2006, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.1.3 Øvrig varmekraft

Produksjonen fra øvrige varmekraftverk i Norden var høyere i første kvartal 2006 enn i samme kvartal i fjor. Produksjonen var i 2005 lav på grunn av lave priser og høy vannkraftproduksjon. I første kvartal i år var produksjonen 30,5 TWh, og det er en økning på 3,8 TWh fra første kvartal i fjor. I andre halvdel av kvartalet har produksjonen fra de øvrige varmekraftverkene i Norden vært høyere enn det som ble observert i første halvdel av kvartalet. Dette skyldes i hovedsak fraværet av nedbør i Norden og lavere vannkraftproduksjon i Norden. Mot slutten av kvartalet har prisene i Norden nærmet seg prisnivået i kontinental-Europa, noe som kan indikere at det i større grad er denne produksjonsteknologien som er prissettende også i det nordiske markedet.

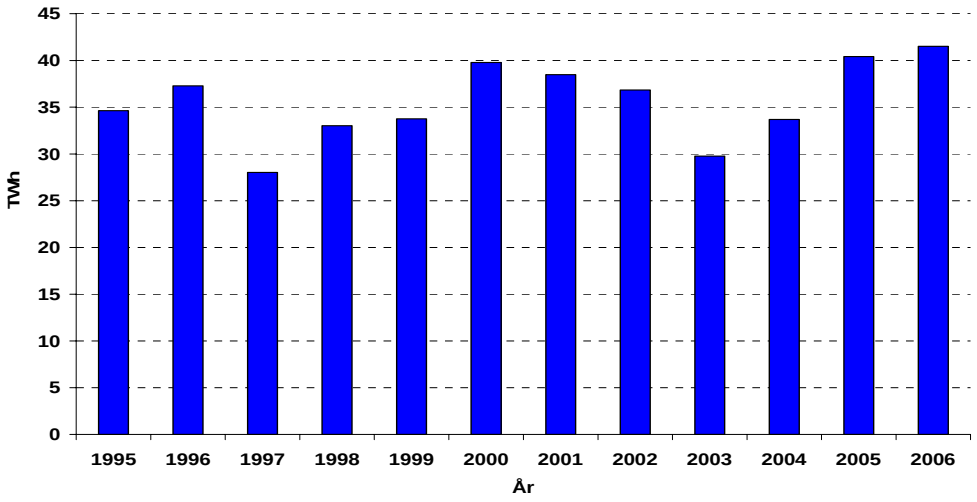
Figur 1.3.5 Nordisk produksjon fra øvrige varmekraftverk, 2003 – 2006, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.1.4 Norge – rekordhøy produksjon i første kvartal 2006

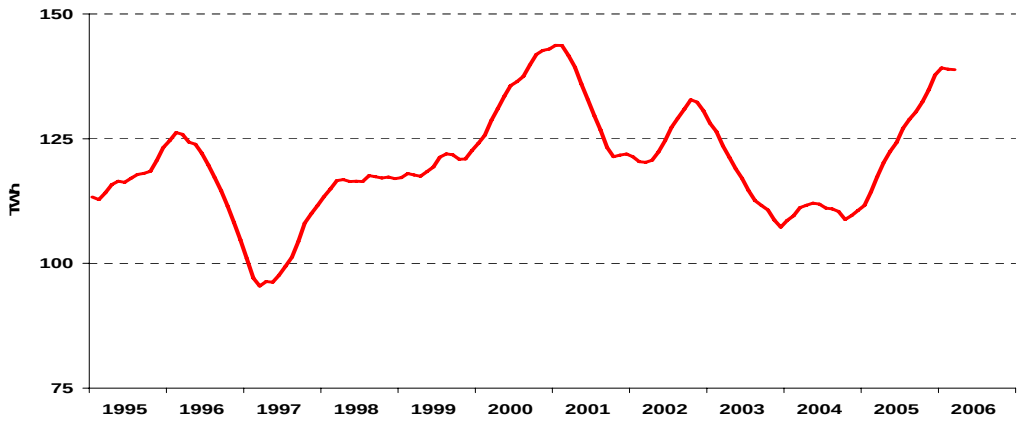
Elektrisitetsproduksjonen i Norge i første kvartal 2006 var 41,5 TWh, og det er den høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. I forhold til produksjonen i første kvartal 2005 på 40,4 TWh, som var den tidligere rekorden, er det en økning på 2,7 prosent. Den høye produksjonen henger sammen med høye kraftpriser i utlandet og dermed høy eksport.

Figur 1.3.6 Kraftproduksjon i første kvartal for perioden 1995-2006, TWh. Kilde: NVE



De siste 12 månedene er det produsert 138,9 TWh mot 117,3 TWh i tilsvarende periode ett år før. Det er en økning på 18,3 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed nesten 18 TWh høyere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til ca 121 TWh. Det er først og fremst tilsig betydelig over det normale som har ført til den høye kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

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

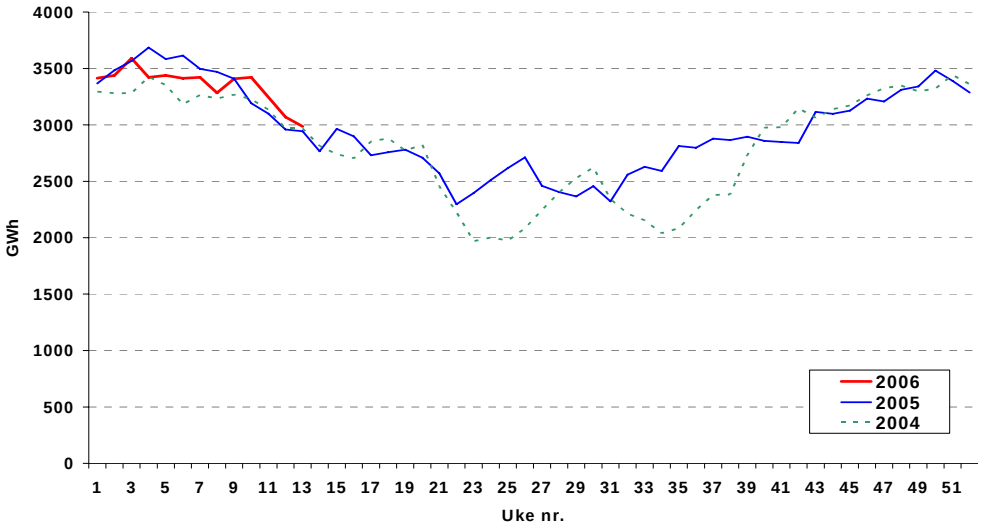


Figuren viser at den norske kraftproduksjonen i stor grad varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996/97 og 2002/03 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004.

1.3.1.5 Sverige

I Sverige har det blitt produsert 43,6 TWh elektrisk kraft i første kvartal. Sett opp mot første kvartal i fjor er det en nedgang på 0,3 TWh. I denne perioden i fjor var imidlertid Barsebäck 2 (600 MW) i full drift. Full produksjon ved Barsebäck i et kvartal tilsvarer om lag 1,3 TWh, det vil si at produksjonen ved de andre svenske kraftverkene har økt med ca. 1,0 TWh sammenlignet med første kvartal i fjor. Produksjonen ved de svenske kjernekraftverkene har vært høy og stabil i første kvartal. De ukentlige produksjonsvolumene har variert mellom 1477 og 1499 GWh/uke. Til tross for at Barsebäck 2 er tatt ut har det vært en svak økning i totalproduksjonen fra svenske kjernekraftverk fra første kvartal i fjor til første kvartal i år. Vannkraftproduksjonen i Sverige på 19,7 TWh er 0,3 TWh lavere enn det som ble observert i tilsvarende kvartal i fjor. Også i de øvrige varmekraftverkene har det vært en svak produksjonsnedgang. I første kvartal har vannkraften og kjernekraften hver stått for 45 prosent av den svenske totalproduksjonen, mens øvrig varmekrafts andel har vært 10 prosent.

Figur 1.3.8 Svensk produksjon, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool

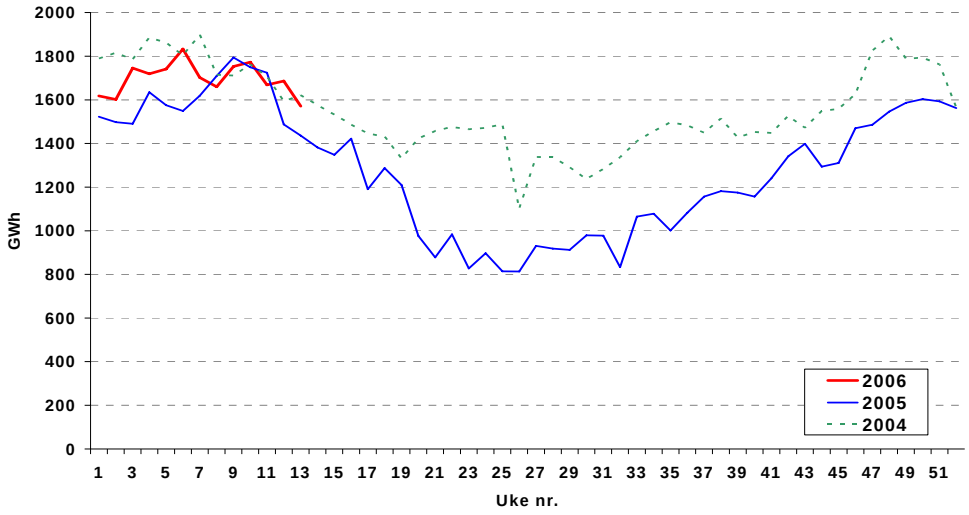


1.3.1.6 Finland

Den finske produksjonen i første kvartal har vært 22,1 TWh. I samme kvartal i fjor var produksjonen 20,8 TWh. Det er hovedsakelig i øvrig varmekraftproduksjon at det har vært en økning siden forrige vinter. Produksjonen av øvrig varmekraft har vært 12,8 TWh i løpet av første kvartal i år, mens det i samme kvartal i fjor ble produsert 11,3 TWh. De finske vannkraftverkene har produsert 3,4 TWh, og det er 0,3 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Kjernekraftverkene i Finland er kjennetegnet ved høy tilgjengelighet utenfor revisjonsperiodene, og i første kvartal var produksjonen nær det

maksimale, det vil si 5,9 TWh. I første kvartal har dermed produksjon fra kjernekraftverk stått for ca. en fjerdedel av den finske totalproduksjon, mens produksjonen fra de andre varmekraftverkene har vært 58 prosent. Finlands andel av den totale nordiske kraftproduksjonen var 18 prosent i første kvartal.

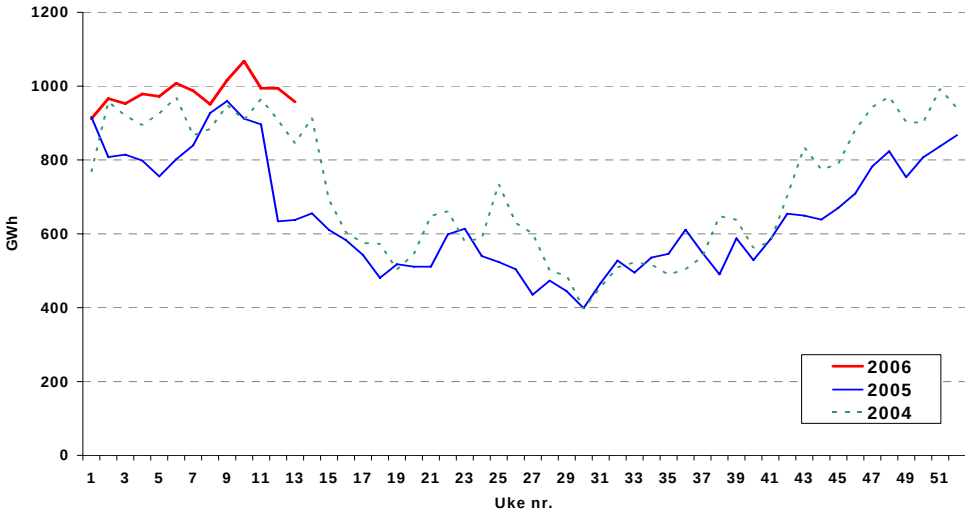
Figur 1.3.9 Finsk produksjon, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.1.7 Danmark

Kraftproduksjonen i Danmark har vært 12,8 TWh i første kvartal. Økningen i forhold til første kvartal i 2005 er på 2,1 TWh, eller 19 prosent. Ukeproduksjonen har variert mellom 920 og 1070 GWh. I fjor varierte produksjonen i første kvartal mellom 630 (i påskeuken) og 960 GWh pr. uke. Produksjonen i Danmark var nesten oppe på det nivået som ble observert i første kvartal 2003 (13,0 TWh).

Figur 1.3.10 Dansk produksjon, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



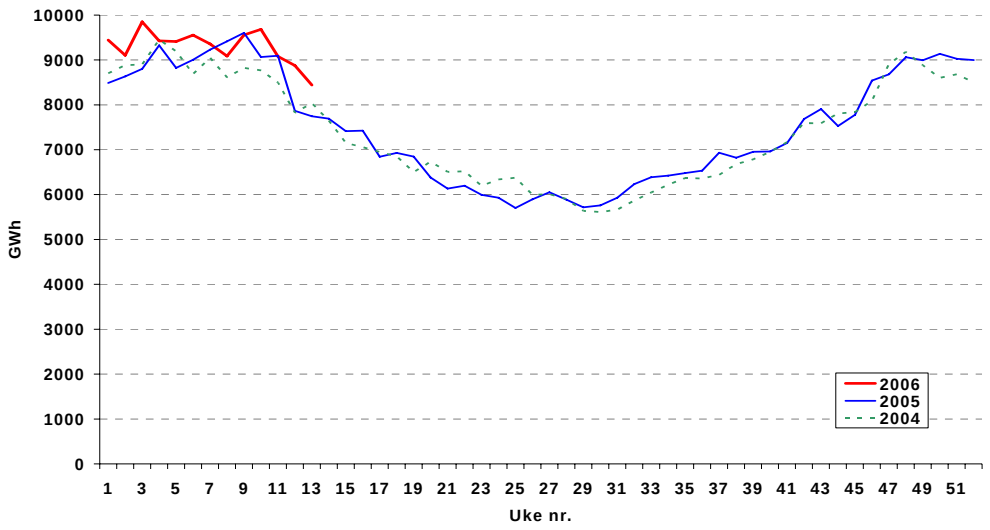
1.3.2 Nordisk kraftforbruk

Forbruk (TWh)	1. kv. 2006	Endring fra 1. kv. 2005	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	39	5 %	127	4 %
Sverige	46	5 %	149	3 %
Finland	26	5 %	85	- 2 %
Danmark	10	4 %	36	2 %
Norden	121	5 %	396	2 %

Det samlede nordiske kraftforbruket var 120,9 TWh i første kvartal 2006. I forhold til forbruket i første kvartal i fjor er det en økning på 5 prosent. Økningen har vært jevn i hele Norden med om lag 5 prosent i alle land. I 2005 falt imidlertid påsken i uke 12, mens den i år ikke inntreffer før i andre kvartal. I uke 3 var det kaldt vær i hele Norden. Dette medførte et rekordhøyt forbruk i denne uken på 9849 GWh.

Aldri før har kraftforbruket i Norden vært høyere enn det som er observert i de foregående 52 ukene. Ved utgangen av første kvartal var forbruket i den foregående 52-ukers perioden 395,7 TWh, til tross for at det i denne perioden var lavt finsk forbruk under store deler av fjorårets sommer, på grunn av konfliktene i den finske papirindustrien. Sett opp mot foregående 52 ukers periode er det en økning på 7,7 TWh, tilsvarende to prosent.

Figur 1.3.11 Nordisk forbruk, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool

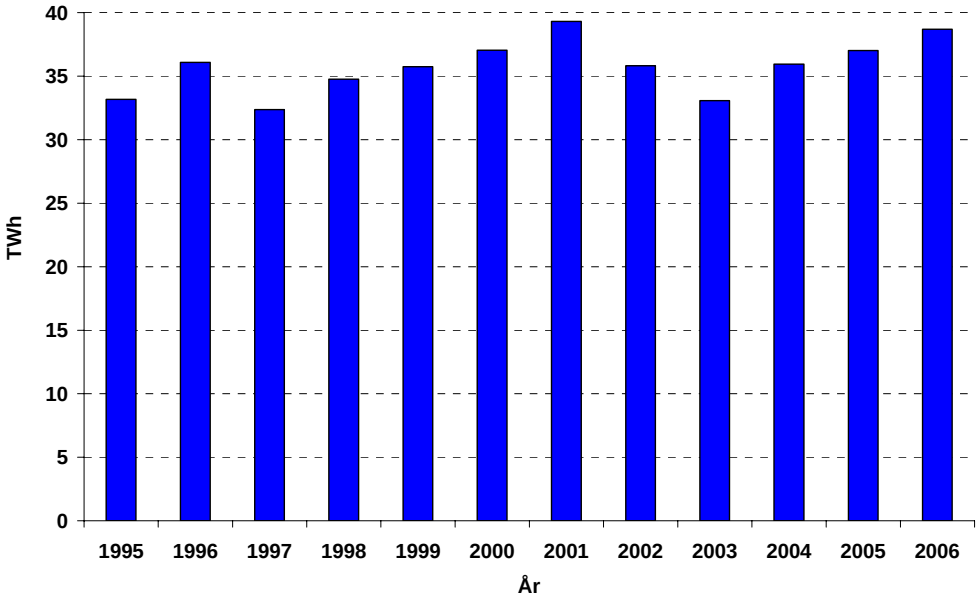


1.3.2.1 Norge – fortsatt økning i det norske kraftforbruket

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i første kvartal på i alt 38,7 TWh mot 37,0 TWh i samme kvartal i 2005. Det er en økning på 4,5 prosent til tross for nedgang i forbruket i kraftintensiv industri og betydelig høyere kraftpriser enn i samme kvartal ett år før. Hovedårsaken til økningen er at første kvartal 2006 var atskillig kaldere enn første kvartal 2005. Forbruket er bare 0,6 TWh lavere enn det høyeste noensinne i dette kvartalet (2001).

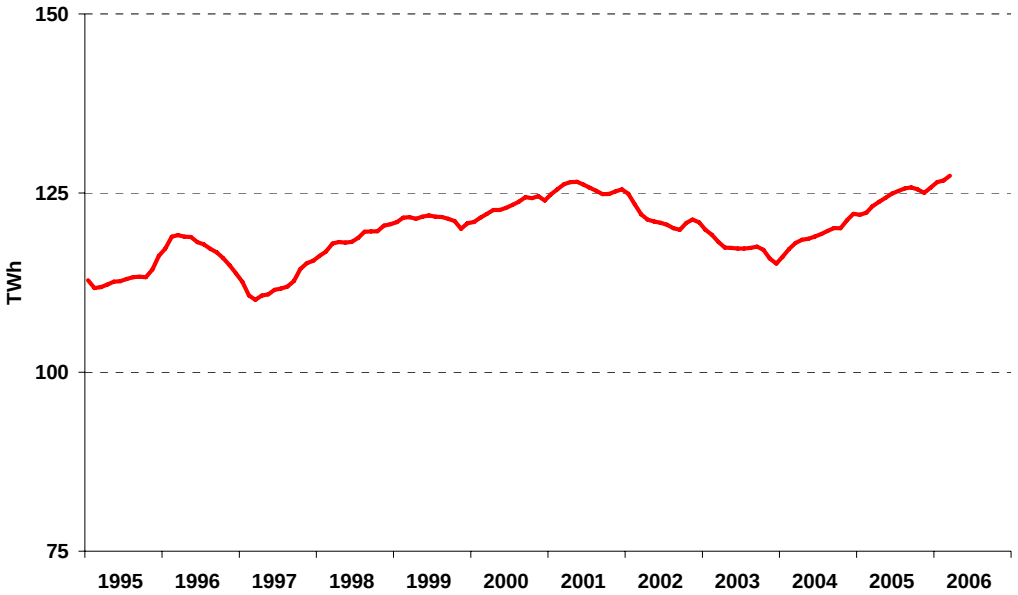
I første kvartal 2006 var det norske kraftforbruket vesentlig høyere enn det som ble observert i tilsvarende periode i 2003. Stor medieinteresse rundt kraftsituasjonen i 2003 kan ha bidratt til å trekke det norske forbruket ned i 2003. I tillegg er det mange norske forbrukere som raskt eksponeres for utviklingen i spotprisen.

Figur 1.3.12 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i første kvartal for perioden 1995-2006, TWh. Kilde: NVE



I sum for de siste 12 månedene har det norske elektrisitetsforbruket vært 127,4 TWh. Det er en økning på 4,3 TWh eller 3,5 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Kraftforbruket de siste 12 månedene er ny rekord. Forbruket de siste 12 månedene var i overkant av 6 TWh høyere enn midlere årsproduksjon.

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



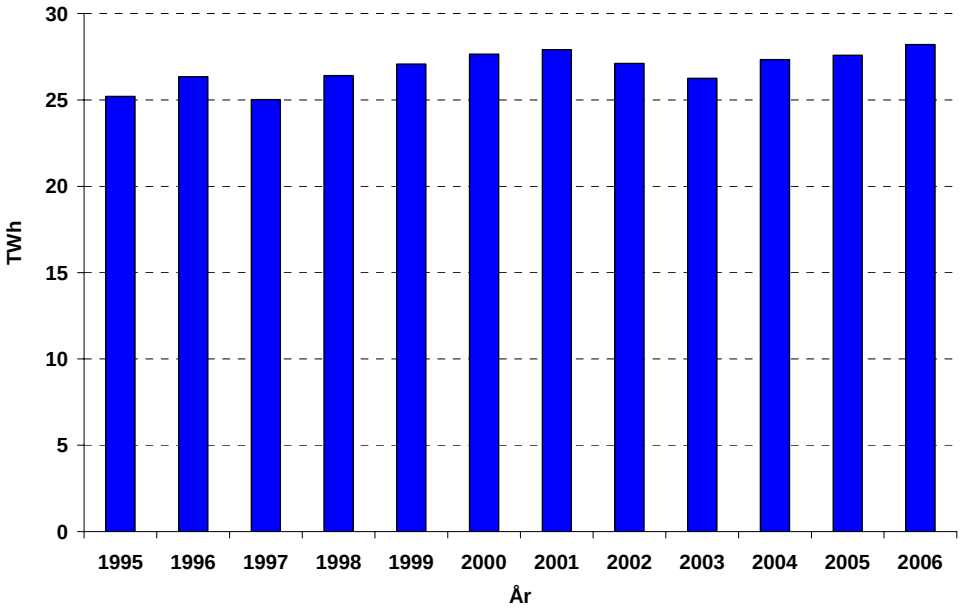
Forbruket er i ferd med å ta seg opp etter å ha falt i perioden 2001-2003. Dette mønsteret stemmer godt overens med det som ble observert i 1997 etter tørråret 1996. Sum forbruk de siste 12 månedene er nå over nivået fra sommeren 2001.

Forbruket i alminnelig forsyning var i første kvartal 28,4 mot 26,3 TWh i tilsvarende kvartal i 2005. Det er en økning på 8,3 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en økning på 4,9 prosent.

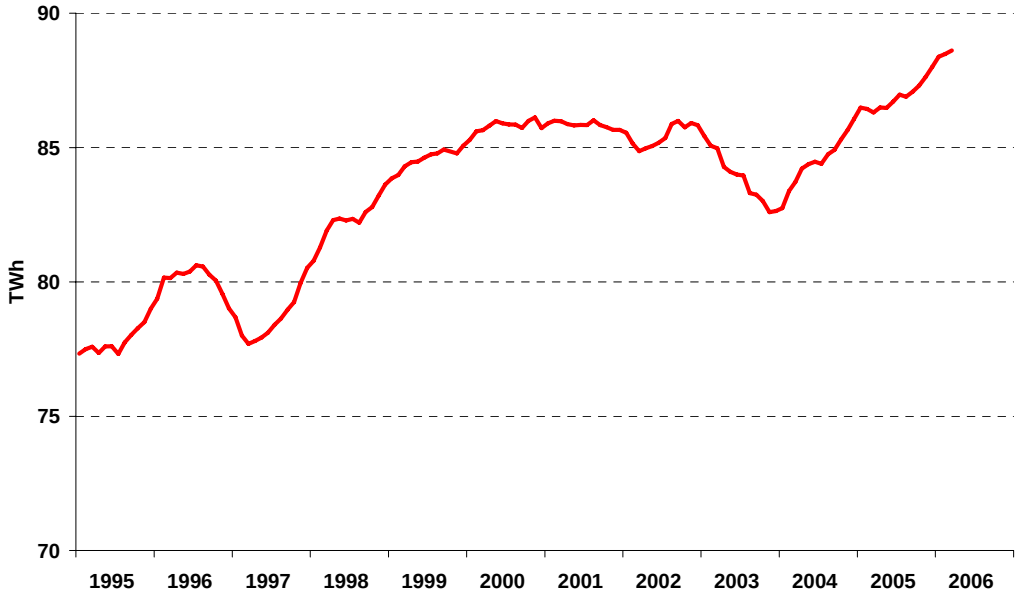
Første kvartal var ikke bare atskillig kaldere enn samme kvartal i 2005, men også litt kaldere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 28,2 TWh i første kvartal 2006 mot 27,6 i tilsvarende kvartal i 2005, dvs. en økning på 2,2 prosent. Denne økningen kommer til tross for kraftig prisvekst på elektrisk kraft i første kvartal 2006. For siste 12-månedersperiode var det en økning på 2,7 prosent.

Figur 1.3.14 viser at forbruket i fjerde kvartal har økt jevnt i hele perioden 1997-2001. Deretter gikk forbruket ned i 2002 og 2003, før det igjen fortsatte å stige. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i første kvartal 2006 er det høyeste som noen gang er blitt registrert i dette kvartalet.

Figur 1.3.14 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, første kvartal 1995-2006, TWh. Kilde: NVE



Figur 1.3.15 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE

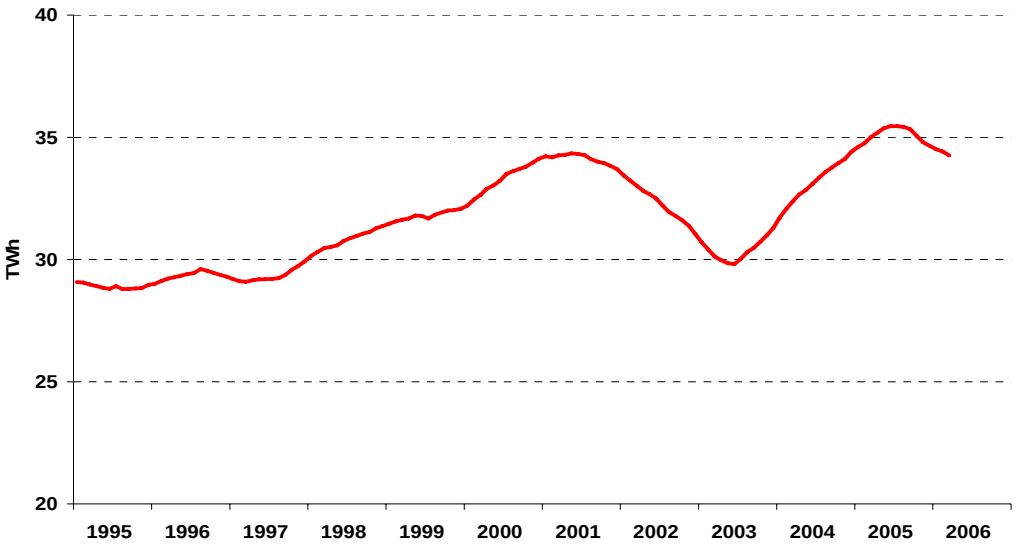


Kraftforbruket i den kraftintensive industrien har vært i sterk vekst siden sommeren 2003. Økningen har sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i perioder av 2003 solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv. Forbruket i denne sektoren ser nå ut til å avta grunnet bl.a. dårligere markedsforhold for deler av industrien.

Forbruket i kraftintensiv industri var i første kvartal 4,5 prosent lavere enn i samme periode i 2005.

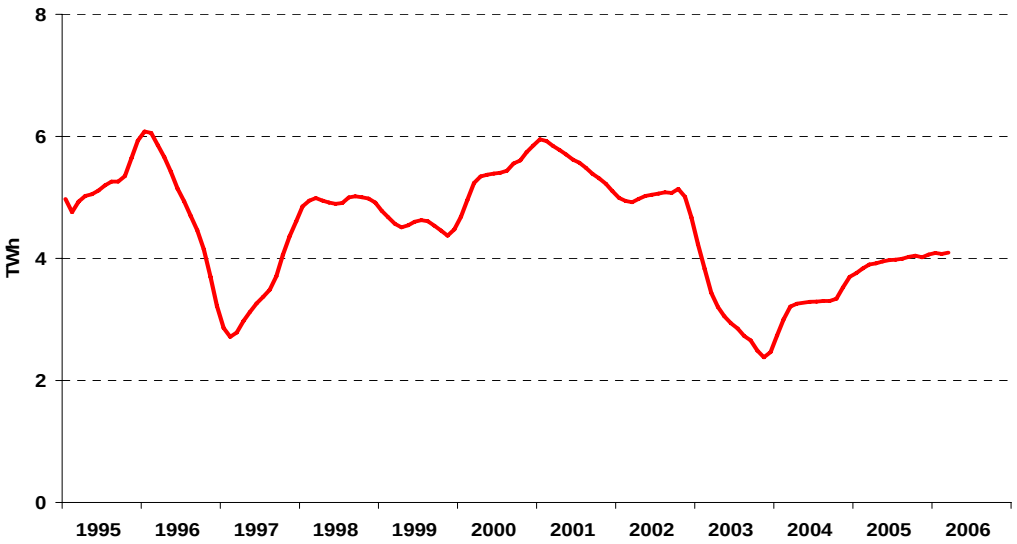
De siste 12 månedene var forbruket i kraftintensiv industri 34,3 TWh referert kraftstasjon. Det er en nedgang på 2,2 prosent fra året før. Det er først og fremst produktgruppen jern, stål og ferrolegeringer som har bidratt til forbruksnedgangen.

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



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i første kvartal 2,1 prosent høyere enn i tilsvarende periode i 2005. De siste 12 månedene har forbruket vært 4,1 TWh som er 5,0 prosent mer enn i samme periode ett år tidligere. 12-månedersforbruket er bare omkring 70 prosent av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

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



1.3.2.2 Sluttbruk av andre energibærere i Norge

Elektrokjeler benytter ofte olje i stedet for elektrisitet dersom det faller seg lønnsomt. I perioden 1995-2006 har kraftprisene variert betydelig, mens oljeprisen har steget kraftig de to siste årene. Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for elektrokjelenes kraftforbruk i perioden 1990-2006 går fra rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser ut til å ha høyere utkoblingspris enn det som er observert i perioden 1995-2006.

Av andre energibærere til stasjonær sluttbruk er olje, gass og biobrensel de viktigste. Oljeforbruket er størst i industrien. Forbruket i henholdsvis tjenesteytende sektor og husholdningene er om lag halvparten av forbruket i industrien. Gass benyttes nesten utelukkende i industrien. Husholdningene står for det meste av biobrenselforbruket i form av ved, men også treforedlingsindustrien er en betydelig sluttbruker av biomasse.

Det foreligger ikke offisiell statistikk for forbruket av andre energibærere i første kvartal.

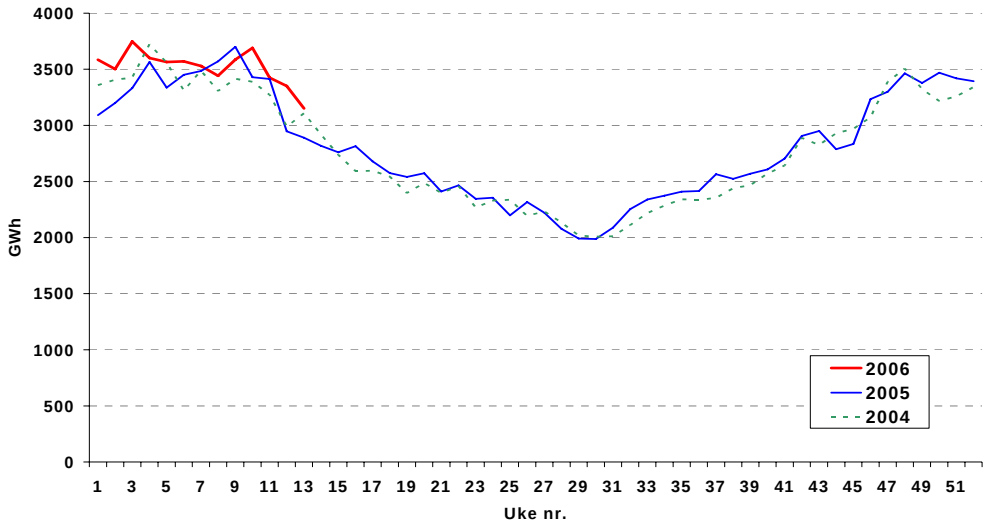
Foreløpige tall for leveranser av fyringsparafin og –olje viser en økning fra første kvartal 2005 til 2006 på 13 prosent. Det er en markant økning i leveransene både til industri, boliger og næringsbygg og offentlig virksomhet.

SSBs offisielle tall over vedforbruk i husholdningene inkluderer også bruk i fritidsboliger. SSB foretar nå kvartalsvise undersøkelser av vedforbruket i husholdningene. Disse undersøkelsene finansieres av NVE, SFT og Landbruks- og matdepartementet. Tall for 12 måneders perioden oktober 2004 – september 2005 viser et forbruk på 6,6 TWh. Pr. 3. kvartal 2005 var 32 prosent av alle vedovner i norske boliger av ny, rentbrennende og energieffektiv type. SSB har beregnet at fyringen i disse nye ovnene medfører en effektivitetsforbedring på 0,7 TWh/år, sammenlignet med fyring av tilsvarende vedmengder i gamle ovner.

1.3.2.3 Sverige

I løpet av første kvartal har kraftforbruket i Sverige vært 45,7 TWh. Det svenske kraftforbruket har kun vært høyere enn dette i tilsvarende kvartal i 2001. I 2006 var det kaldere enn normalt i mesteparten av Sverige i uke 3 og 10, da forbruket var om lag 3,7 TWh. I den foregående 52-ukers perioden har det svenske totalforbruket vært 148,8 TWh. Det årlige forbruket i Sverige er dermed oppe på samme nivå som ble registrert i forkant av vinteren 2002/2003.

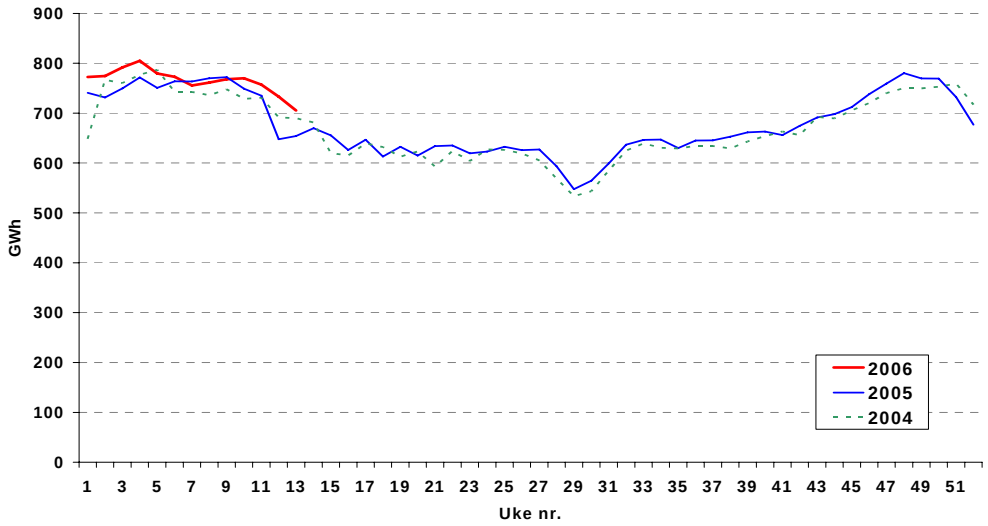
Figur 1.3.18 Svensk forbruk, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.2.4 Danmark

Forbruket i Danmark er i mindre grad enn i de øvrige nordiske landene påvirket av temperaturer. Likevel har det vært en økning også her i forhold til første kvartal 2005. Det samlede forbruket i første kvartal 2006 var 9,9 TWh, og det er det høyeste forbruket som noen gang er observert gjennom et kvartal i Danmark. I Danmark er det registrerte maksimalforbruket gjennom en 52-ukers periode 35,5 TWh fra sommeren 2003. I den foregående 52-ukers perioden var også forbruket 35,5 TWh, etter en mindre reduksjon i de foregående årene.

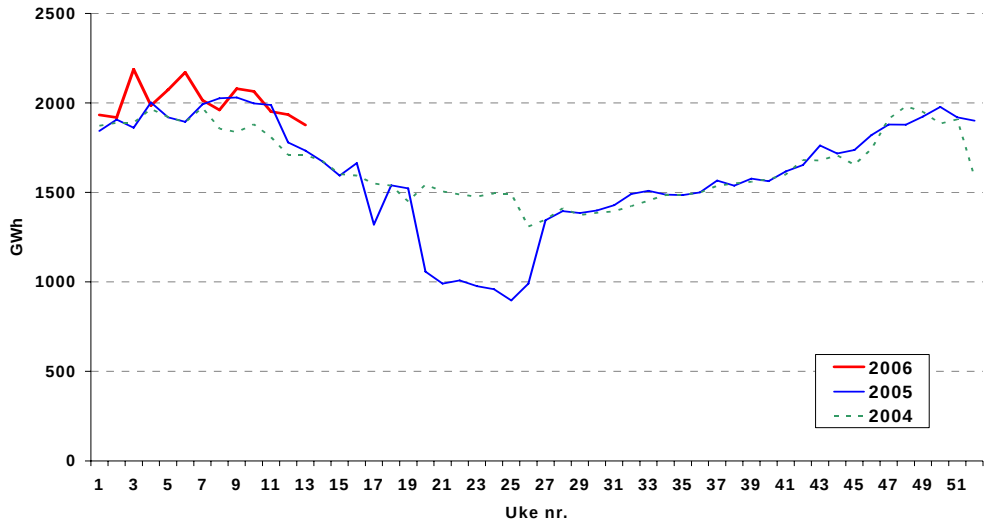
Figur 1.3.19 Dansk forbruk, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.2.5 Finland

Maksimalforbruket i Finland gjennom 52 uker kom i forkant av konfliktene i den finske papirindustrien på vårparten i fjor. Da var 52-ukersforbruket 86,7 TWh (fra og med uke 17 i 2004 til og med uke 16 i 2005). Forbruket ble kraftig redusert i de ukene streiken og lockouten pågikk. Sannsynligvis ville det finske kraftforbruket vært "all-time high" i den foregående 52-ukers perioden, dersom det ikke hadde vært for denne konflikten. I første kvartal var det finske forbruket 26,2 TWh. Det er en økning på 1,2 TWh fra tilsvarende kvartal i fjor og 2,0 TWh fra første kvartal i 2004. I uke 3 dette kvartalet var det ekstremt kaldt vær i Finland og enkelte dager var temperaturen mellom -20 og -30 grader celsius i hele Finland. Dette førte til at forbruket i enkelttimer var oppe i 14700-14800 MW, og i sum for uken var forbruket 2188 GWh.

Figur 1.3.20 Finsk forbruk, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



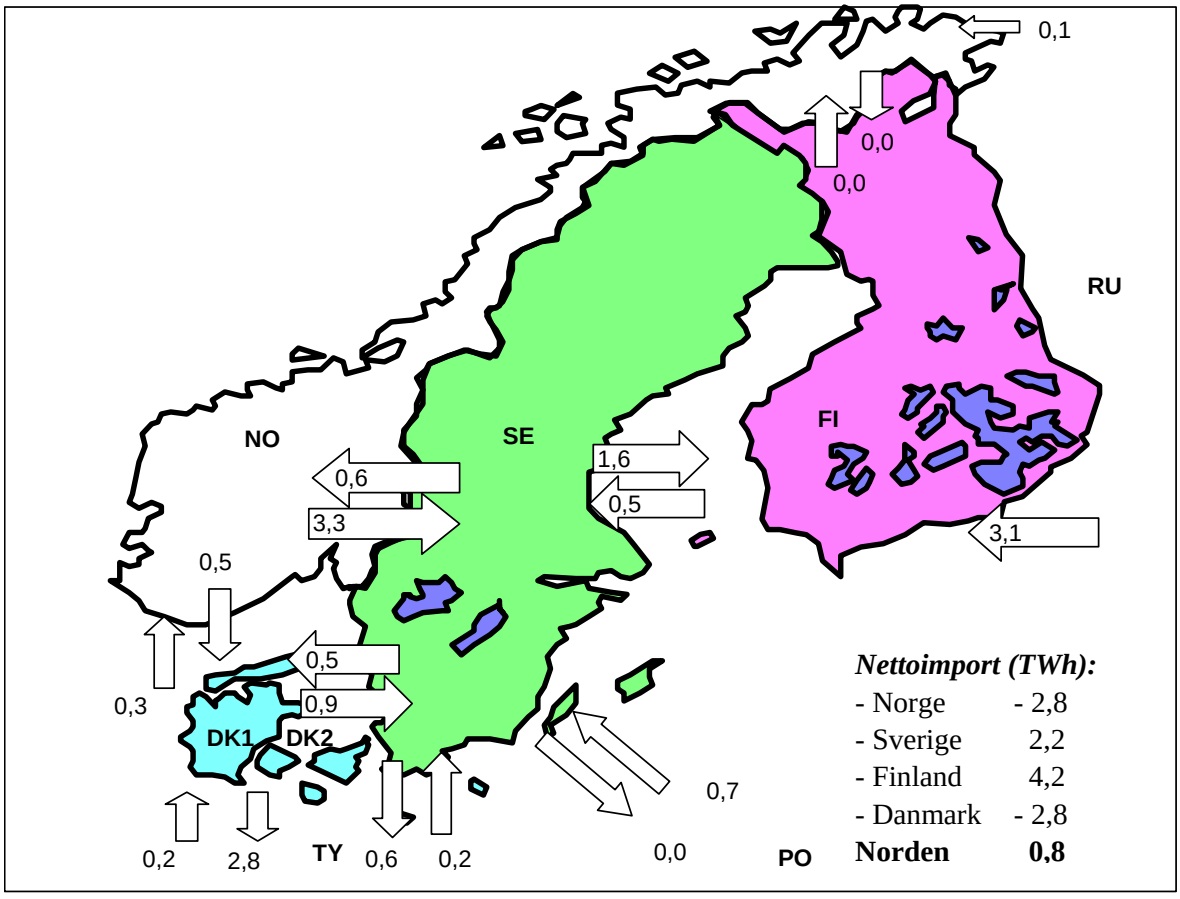
1.3.3 Handel og kraftutveksling

Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	1. kv. 2006	1. kv. 2005	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	- 2,8	- 3,4	- 11,4	5,5
Sverige	2,2	- 0,3	- 4,5	- 4,0
Finland	4,2	4,3	16,7	7,9
Danmark	- 2,8	- 1,2	- 0,2	- 1,7
Norden	0,8	- 0,7	0,6	7,7

Norge og Danmark har vært netto eksportører av elektrisk energi i første kvartal, 2006. Den høye finske kraftimporten som ble observert gjennom hele 2005 har vedvart også i starten av 2006, og i løpet av første kvartal var det en samlet finsk nettoimport på 4,2 TWh. Også i Sverige har det vært overveiende kraftimport i dette kvartalet. Kraftutvekslingen i Norden i første kvartal av 2006 har vært

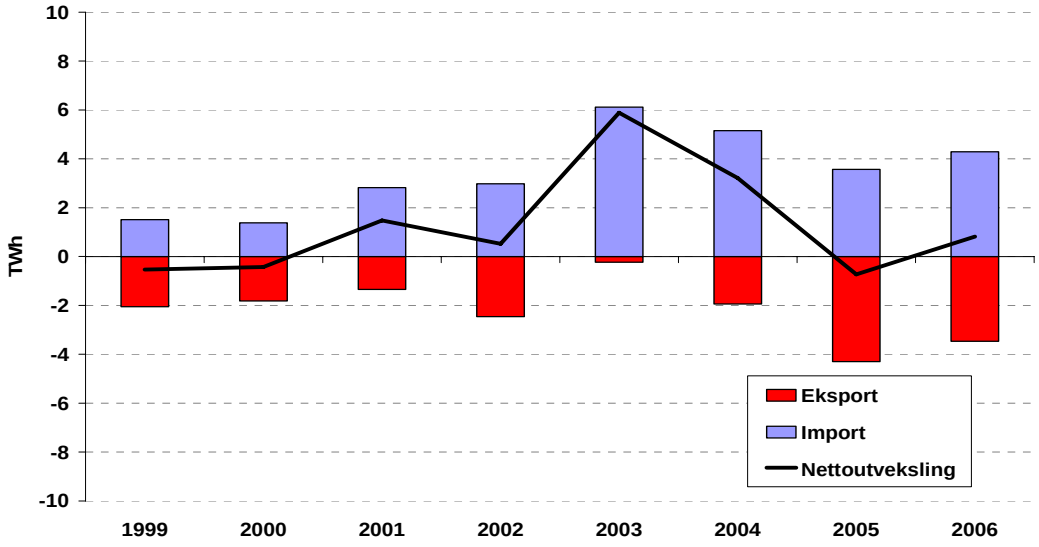
kjennetegnet av en vedvarende høy import fra Russland og Polen og høy krafteksport til Tyskland. Fra Russland er det importert 3,2 TWh i løpet av første kvartal. På Swe-Pol kabelen mellom Sverige og Polen har det også vært ensidig nordisk kraftimport i første kvartal. Gjennom kvartalet har det blitt importert 0,7 TWh på denne forbindelsen. Frem til og med uke 12 har prisene i Tyskland vært høyere enn i Norden. Dette har gitt overveiende nordisk eksport i dette kvartalet. Prisforskjellene mellom natt og dag (lavlast- og høylastperioder) er imidlertid normalt høyere i Tyskland enn i Norden. Dette bidrar til at det selv i perioder med varierende gjennomsnittspriser gjennom uken er en vekslende retning på kraftutvekslingen. I store deler av første kvartal har imidlertid timeprisene i det tyske markedet vært høyere enn i Norden både i lavlast- og høylastsituasjoner, noe som har medført ensidig nordisk krafteksport. Mot slutten av kvartalet har prisnivået i Norden nærmet seg det tyske nivået, noe som har resultert i høyere nordisk import fra Tyskland.

Figur 1.3.21 Import og eksport i Norden første kvartal 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



I sum var det en nordisk nettoimport på 0,8 TWh i første kvartal 2006. Utvekslingen har dermed snudd fra det som ble observert i dette kvartalet i fjor, da det var en nordisk nettoeksport på 0,7 TWh. Denne vinteren har imidlertid kabelen mellom Sverige og Polen utelukkende blitt benyttet til import, mens det i første kvartal i fjor i hovedsak var nordisk eksport. I tillegg har den nordiske eksporten til Tyskland blitt redusert med om lag 0,5 TWh.

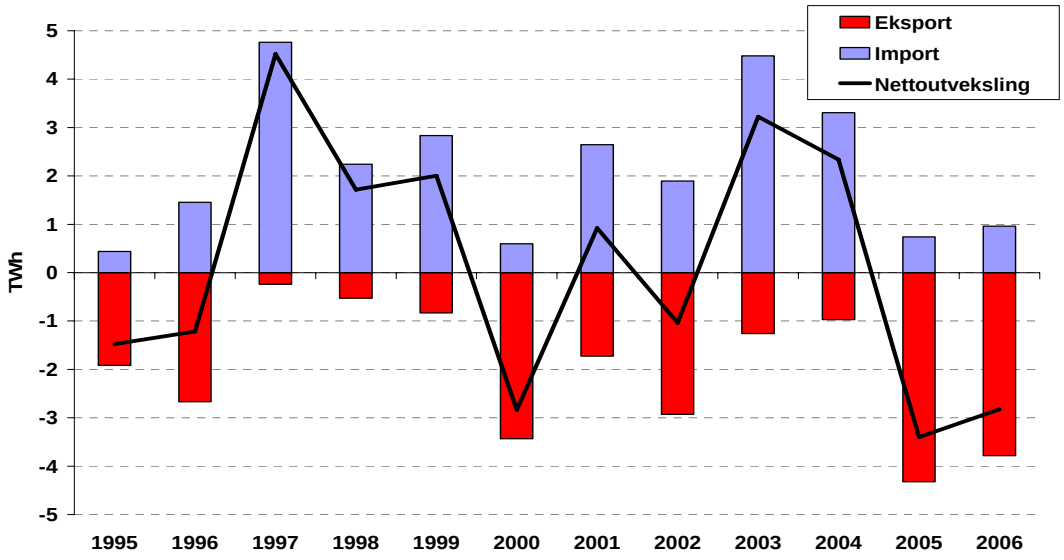
Figur 1.3.22 Nordens netto kraftimport første kvartal, 1997-2006. TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.1 Norge

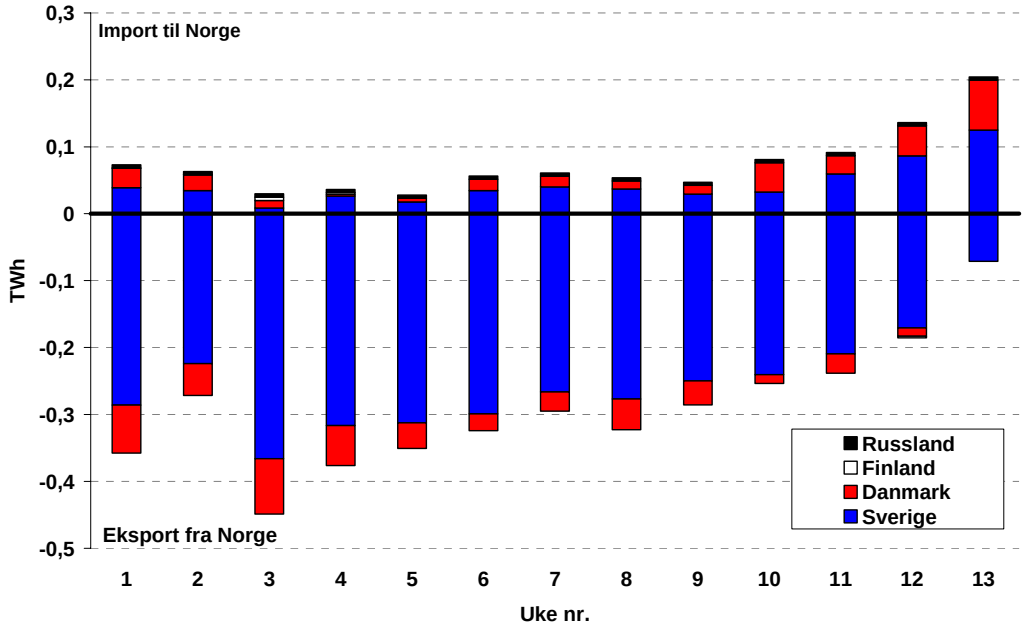
Den norske krafteksporten har vært høy i første kvartal av 2006. Til sammen har det vært en nettoeksport på 2,8 TWh. I forhold til første kvartal i 2005 er det likevel en nedgang i nettoeksporten på 0,6 TWh. Til tross for at det har vært lite nedbør og således lite snø i fjellet gjennom denne vinteren, er det i stor grad vannkraftproduksjon som har blitt anvendt for å dekke store deler av den nordiske kraftetterspørselen. Dette har bidratt til å opprettholde den norske eksporten som ble observert gjennom hele 2005.

Figur 1.3.23 Import/eksport Norge, 1995 – 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



Den norske krafteksporten var avtagende utover i kvartalet og i uke 13 var det norsk nettoimport av kraft. Høyest eksport ble observert i uke 3, da den norske nettoeksporten var 419 GWh. Oppunder 90 prosent av den totale norske eksporten i kvartalet har gått til Sverige. Totalt har den norske nettoeksporten til Sverige i første kvartal vært 2,7 TWh. Mellom Jylland og Norge var det overveiende norsk eksport i første del av kvartalet, mens det mot slutten av første kvartal for det meste har vært norsk import. På denne forbindelsen har Skagerrakkabel Pol 3 med en overføringskapasitet på 500 MW, vært utilgjengelig på grunn av en transformatorfeil i på Sørlandet. Dette har begrenset utvekslingen mellom Norge og Jylland betydelig i første kvartal.

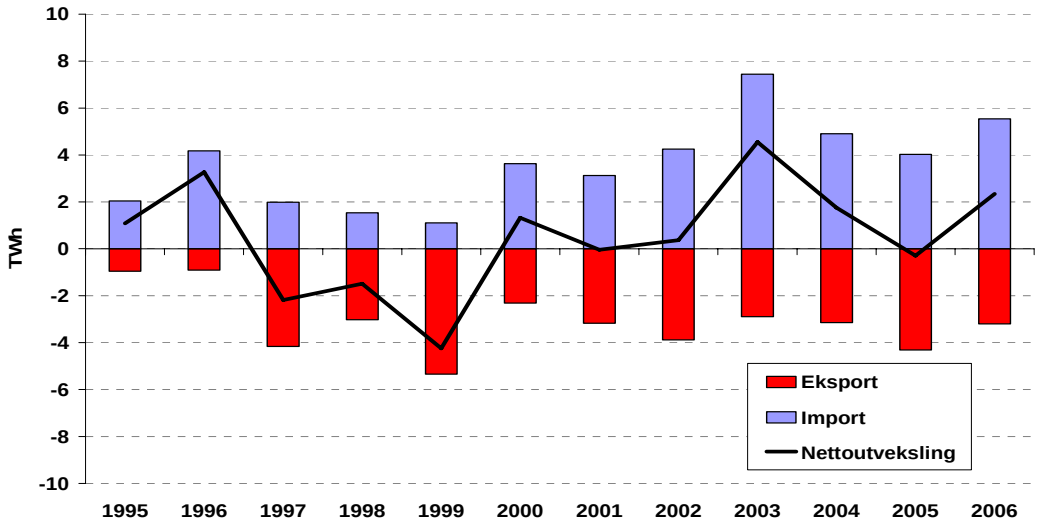
Figur 1.3.24 Norsk utveksling av kraft, uke 1-13, 2006. MWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.2 Sverige

I starten av 2005 var det netto krafteksport fra Sverige på til sammen 0,3 TWh. I løpet av første kvartal i år har det vært en svensk nettoimport på 2,3 TWh. Den svenske utvekslingskapasiteten har imidlertid vært begrenset siden medio juni 2005 som følge av oppgraderinger på Konti-Skan forbindelsen til Danmark. Dette har ført til en lavere kraftutveksling fra og til Sverige i perioden. I tillegg har utvekslingen med Sjælland blitt begrenset som følge av flaskehalshåndtering i Sverige. Likevel har det vært en samlet eksport til Danmark på 0,5 TWh, mens det har blitt importert 0,9 TWh. Også fra Norge har det hovedsakelig vært svensk kraftimport i første kvartal. I sum var nettoimporten fra Norge 2,7 TWh.

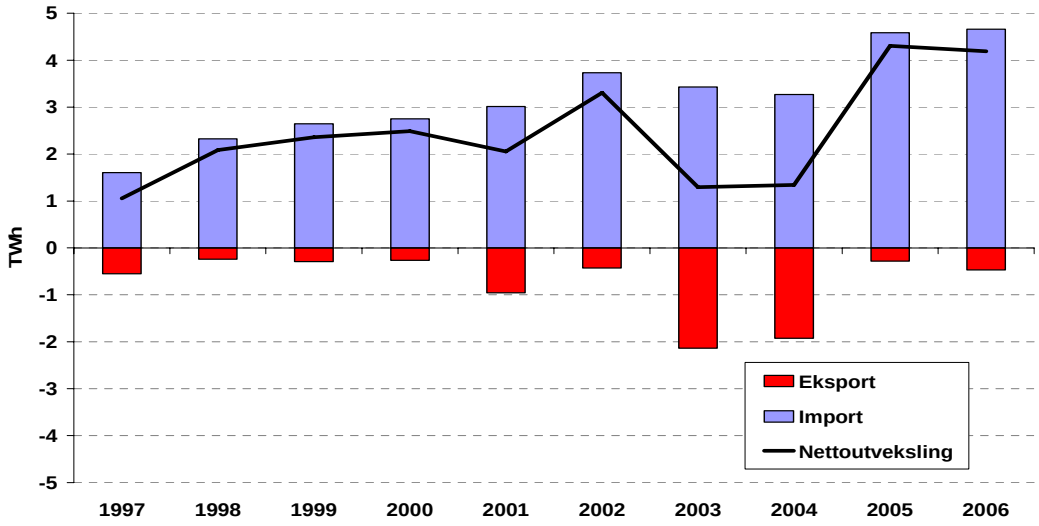
Figur 1.3.25 Import/eksport Sverige i første kvartal, 1995 – 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.3 Finland

Den finske kraftimporten var rekordhøy i 2005. Importen har vedvart også utover i første kvartal av 2006. Den totale nettoimporten utgjorde 4,2 TWh og det er kun 0,1 TWh lavere enn nettoimporten i første kvartal 2005. Tilnærmet full utnyttelse av importkapasiteten fra Russland har ført til at det på disse forbindelsene er importert 3,1 TWh til Finland. I tillegg har nettoimporten fra Sverige vært om lag 1,1 TWh i dette kvartalet. I Finland har det i første kvartal vært flere kalde uker med høyt elektrisitetsforbruk. Eksempelvis var det i uke 3 flere dager temperaturer mellom – 20 og – 30 grader celsius i hele landet. Dette ga også høy import i den gjeldende uken med volum fra Sverige som tilsvarte importen fra Russland. I denne uken var den finske nettoimporten 453 GWh. Den økte finske kraftproduksjonen i første kvartal har dermed ikke i særlig grad hatt innvirkning på kraftutvekslingen, men bidratt til å dekke høyere innenlandsk etterspørsel.

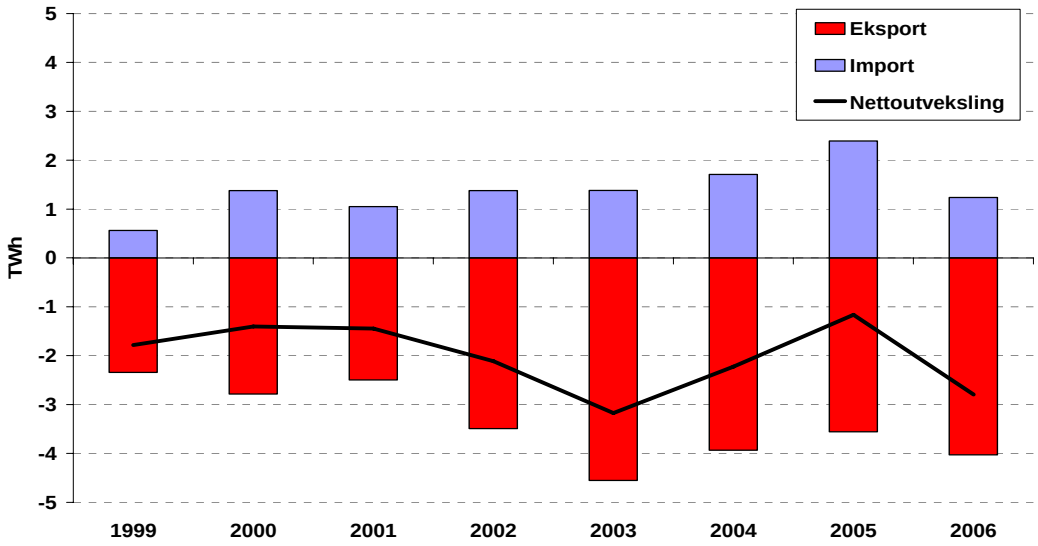
Figur 1.3.26 Import/eksport Finland i første kvartal, 1997 – 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.4 Danmark

Danmark har hatt en nettoeksport på 2,8 TWh i første kvartal. Til de andre nordiske landene har det vært en samlet nettoeksport på 0,2 TWh. Mellom Jylland og Sverige har det vært reduksjoner på overføringskapasiteten grunnet en kapasitetsutvidelse på Konti-Skan kablene. Importkapasiteten til Sjælland fra Sverige har ofte vært redusert på grunn av kapasitetsbegrensninger internt i det svenske nettet. Dette har medvirket til lavere dansk import i perioden og har også medvirket til hyppige prisforskjeller mellom områdene i høylastperioder.

Figur 1.3.27: Import/eksport Danmark i første kvartal, 1999 – 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.4.1 Elspotmarkedet

Elspotpriser kr/MWh	1. kv. 2006	Endring fra 1.kv. 2005	Endring fra 4.kv. 2005	Siste 12 mnd.	Endring fra forrige 12-mnd. periode
Sør-Norge(NO1)	358	71 %	41 %	270	14 %
Midt- og Nord-Norge (NO2)	362	67 %	44 %	271	15 %
Sverige	363	67 %	40 %	274	20 %
Finland	386	76 %	43 %	286	26 %
Danmark Øst	427	75 %	23 %	316	33 %
Danmark Vest	365	67 %	10 %	333	40 %
Tyskland	523	65 %	11 %	418	62 %

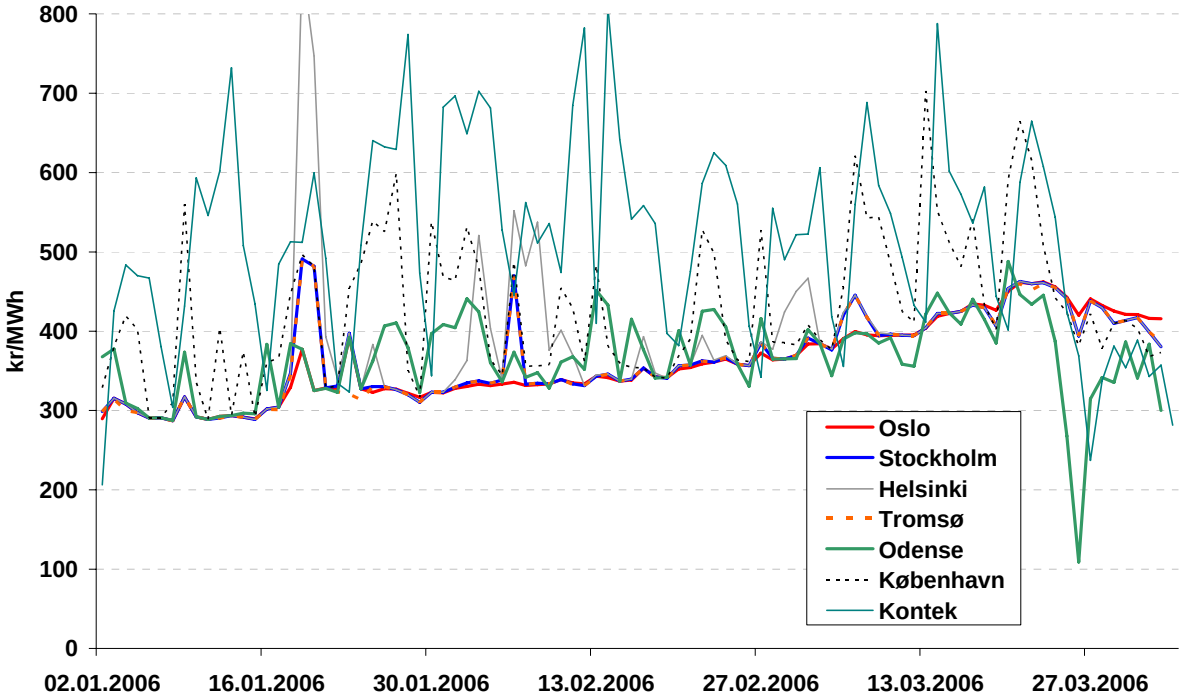
Gjennom første kvartal 2006 har det vært en sterk økning i de nordiske kraftprisene. Spesielt i Norge, Sverige og Finland har prisene steget betydelig. I alle disse områdene var prisene over 40 prosent høyere i første kvartal 2006 enn i 4. kvartal 2005. I Sør-Norge steg gjennomsnittsprisen fra 254 kr/MWh i fjerde kvartal 2005 til 358 kr/MWh i første kvartal 2006. Prisen i første kvartal var dermed 41 prosent høyere enn i forrige kvartal, og 71 prosent høyere enn i første kvartal i 2005. I første rekke er det tørt og kaldt vær som har bidratt til de siste måneders prisøkning. Fra uke 7 til uke 12 kom det om lag 10,5 TWh mindre nedbør enn normalt i Norge, og også i Sverige kom det mindre nedbør enn normalt. Samtidig var temperturene lavere enn normalt i mesteparten av landet. I denne perioden steg prisen i NO1 fra 342 kr/MWh i uke 7, til 453 kr/MWh i uke 12. Tidligere er det kun 7 uker rundt årsskiftet 2002/2003 hvor prisen i NO1 har vært høyere enn dette.

I Danmark har prisene også vært høyere i 1. kvartal 2006 enn i fjerde kvartal 2005. Her har imidlertid prisøkningen vært lavere enn i de øvrige nordiske prisområdene. Jylland var det nordiske prisområdet som hadde den laveste prisøkningen fra 4. kvartal 2005 til 1. kvartal 2006, med en prisøkning på 10 prosent. Høy kraftproduksjon på Jylland, blant annet som følge av høy produksjon ved kombinerte kraft/varmeverk kan ha bidratt til dette. Videre har det vært begrensninger i overføringskapasiteten til Norge i store deler av kvartalet, noe som har bidratt til å redusere krafteksporten i lavlastperiodene.

Figuren nedenfor viser utviklingen i døgnprisene gjennom kvartalet. Som figuren viser har kraftprisene steget betydelig i løpet av kvartalet. Mot slutten av kvartalet sank prisene i Tyskland, blant annet som følge av mildere vær og økt vindkraftproduksjon. Dette påvirket også de nordiske prisene, spesielt på Jylland, hvor prisene sank betydelig.

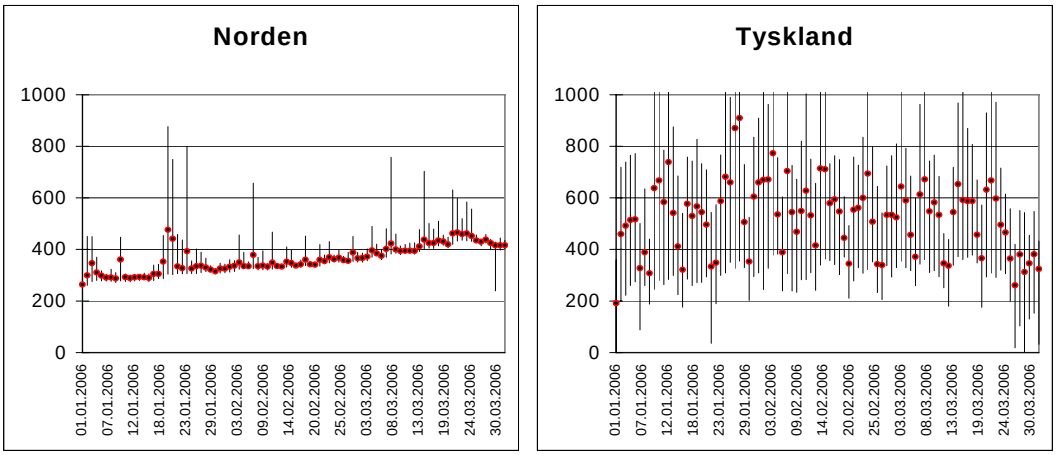
I NO1 har døgnprisene hatt en relativt jevn stigning uten store pristopper. I NO2, Sverige og Finland har det imidlertid vært flere pristopper i perioder med kaldt vær. Tre dager i løpet av kvartalet var døgnprisen i NO1 over 100 kr/MWh lavere enn i NO2 og Sverige.

Figur 1.4.1 Spotpriser i første kvartal 2006, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool



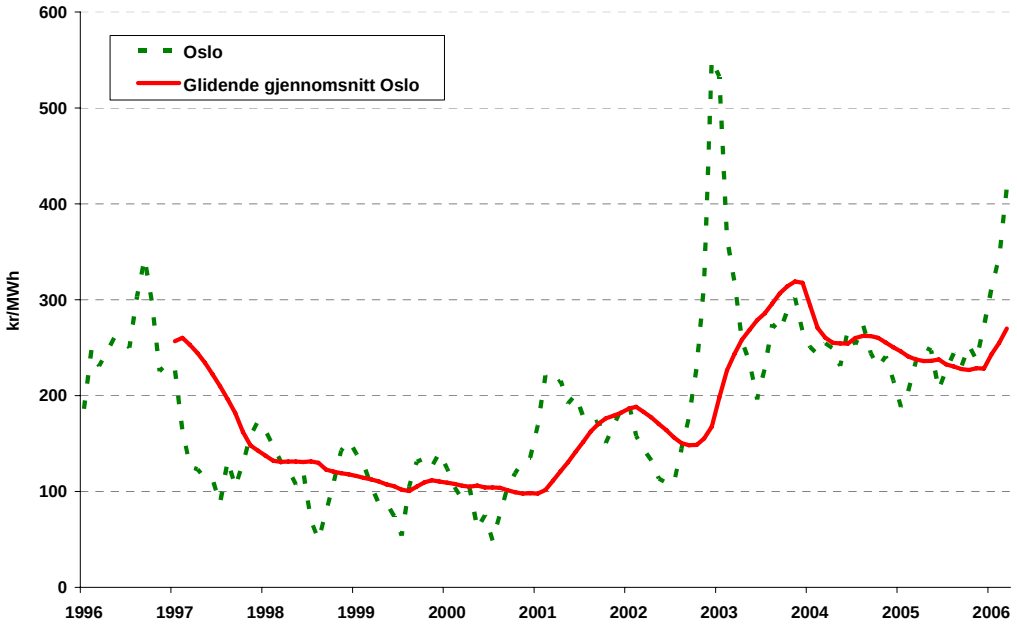
Figuren nedenfor viser systempris i Norden og Tyskland med døgnoppløsning, samt variasjonene over døgnet. I Norden, som har en stor andel vannkraft, er prisene mer stabile over døgnet enn i Tyskland, som er dominert av termisk produksjon med høye kostnader knyttet til opp- og nedregulering. I et termisk system vil prisene typisk være høye på dagtid, når etterspørselen er høy, mens prisene synker om natten når etterspørselen er lav. I store deler av kvartalet har prisene i Tyskland i hovedsak ligget så høyt at det kun i et fåtall timer har vært import fra Tyskland til Norden. I løpet av 1. kvartal har imidlertid de nordiske prisene steget betydelig. Samtidig var det de siste ukene i kvartalet en betydelig prisnedgang i Tyskland. Dette har bidratt til at det har blitt flere timer hvor prisene i Norden har vært høyere enn i Tyskland, noe som har gitt økende eksport fra Tyskland til Norden, spesielt i lavlastperiodene.

Figur 1.4.2 Nordisk og tysk døgngjennomsnitt og prisvariasjoner over døgnet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og European Energy Exchange (EEX)



Figuren nedenfor viser utviklingen i kraftprisene i Sør-Norge fra 1996 til og med første kvartal 2006. I 1996 var det lite nedbør, og prisene var da enkelte måneder over 300 kr/MWh. Etter dette sank prisene betydelig, og gjennomsnittsprisen var i år 2000 nede i 98 kr/MWh. Høsten 2002 steg prisene betydelig som følge av lite tilsig til magasinene, og i desember 2002 var gjennomsnittsprisen hele 550 kr/MWh. Til tross for høye tilsig og god magasinfylling i etterkant av vinteren 2002/2003, har kraftprisene ikke kommet ned på det samme nivået som før denne pristoppen. Dette kan ha sammenheng med økte kostnader for kraftproduksjon basert på fossile brensel. Spesielt har økt gass- og oljepris, samt økte kostnader knyttet til utslipp av CO_2 bidratt til prisøkning i land med stort innslag av termisk kraft. Figuren viser også den betydelige økningen i kraftprisen i løpet av første kvartal 2006.

Figur 1.4.3 Utviklingen i kraftpriser i Sør-Norge fra 1996 til 2005, kr/MWh. Kilde: Nord Pool

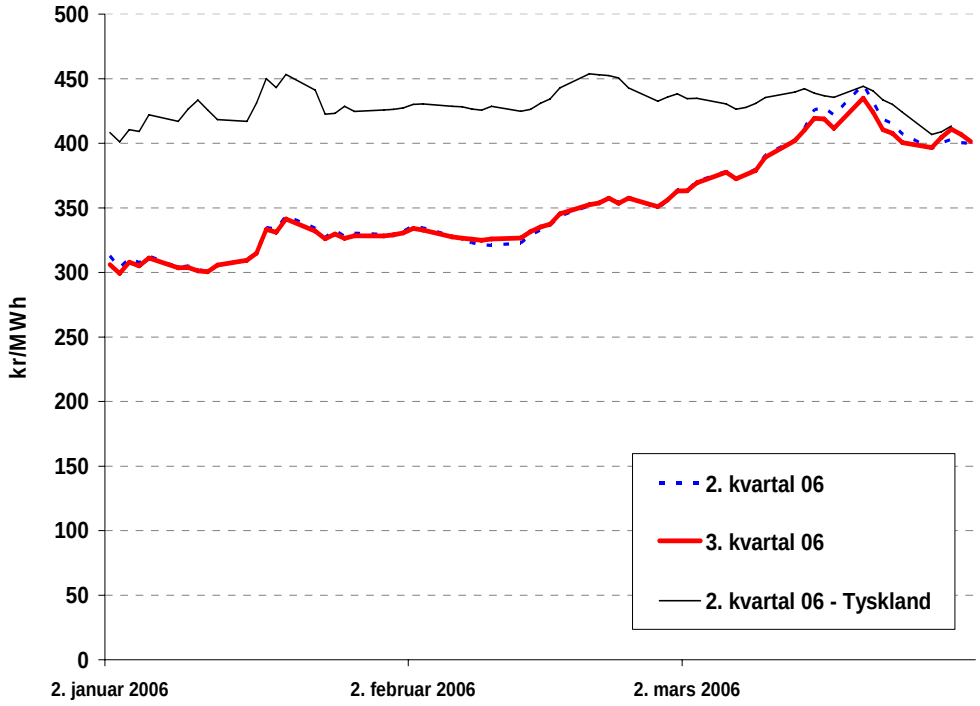


1.4.2 Terminmarkedet

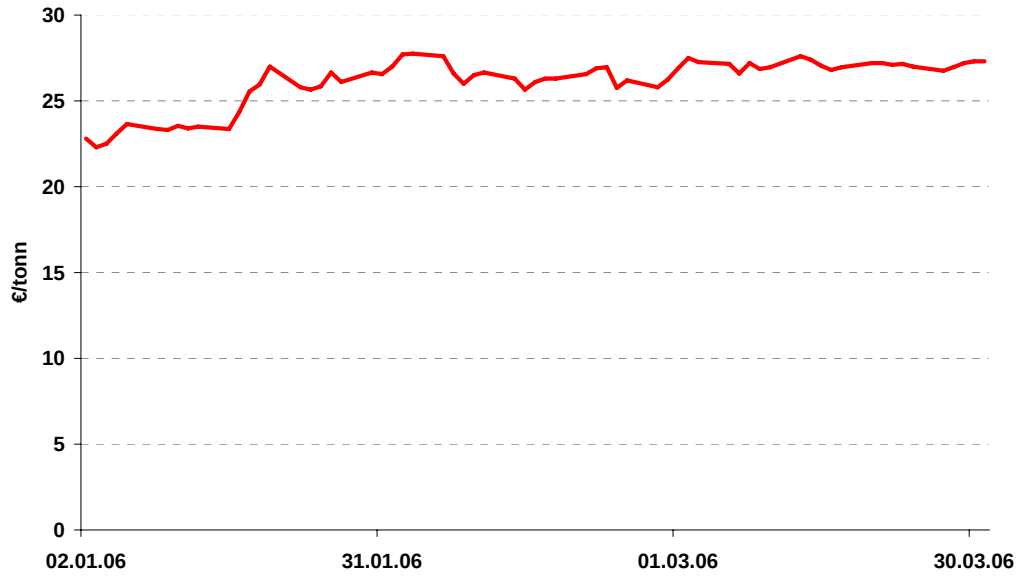
I første kvartal 2006, har det vært en betydelig økning i prisene i det nordiske forwardmarkedet. Ved årsskiftet lå prisene på kontraktene for levering i andre og tredje kvartal på om lag 300 kr/MWh. Til tross for en nedgang i prisene mot slutten av kvartalet endte prisene på disse kontraktene på nesten 400 kr/MWh den 31. mars. Dette representerer en økning på om lag 30 prosent. På tilsvarende tidspunkt i fjor hadde man ikke kvartalskontrakter på Nord Pool, men gjennomsnittsprisen på månedskontraktene for første og andre kvartal endte på henholdsvis 231 kr/MWh og 224 kr/MWh den 31. mars 2005. Prisforventningene i markedet for andre og tredje kvartal i 2006 er dermed nesten 80 prosent høyere ved utgangen av første kvartal i år enn de var på tilsvarende tidspunkt i fjor.

Prisen på utslippstillatelser for CO_2 med levering i desember 2006 økte i løpet av kvartalet fra 22,8 euro/tonn til 29,2 euro/tonn, eller fra 182 kr/tonn til 230 kr/tonn. Ved utgangen av første kvartal 2005 var til sammenligning prisen på utslippstillatelser for CO_2 14,2 euro/tonn, eller 116 kr/tonn. I løpet av det siste året har dermed prisen på utslippstillatelser på CO_2 økt med 114 kr/tonn, eller om lag 98 prosent.

Figur 1.4.4 Prisutviklingen på utvalgte finansielle kontrakter i første kvartal 2006, kr/MWh, Kilde: Nord Pool og EEX

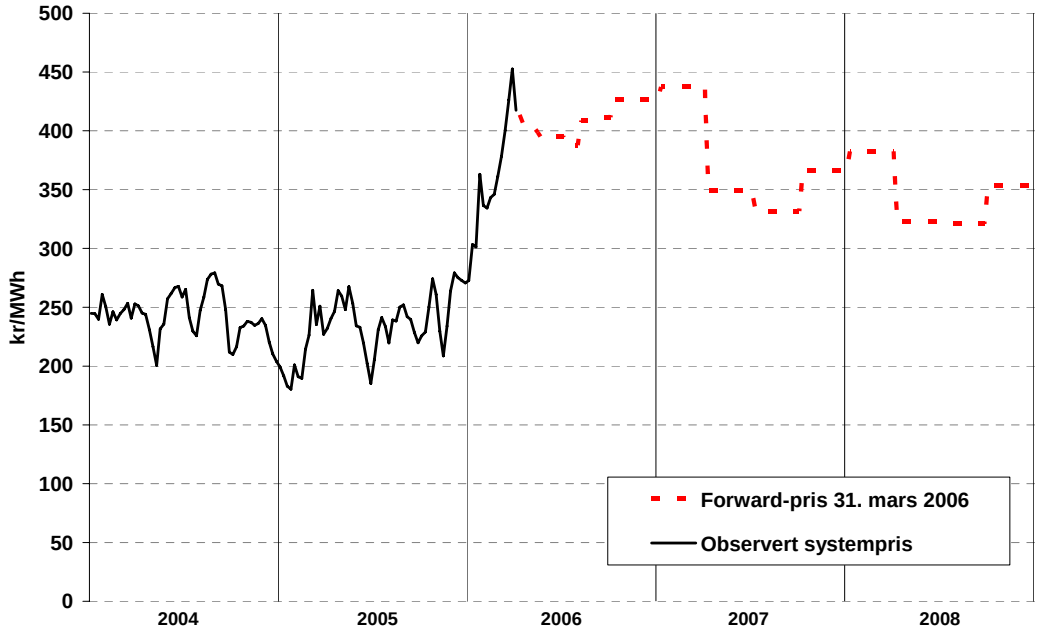


Figur 1.4.5 Prisutviklingen på CO_2-kvoter i første kvartal 2006, Euro/tonn CO_2, Kilde: Nord Pool



Figuren nedenfor viser observert systempris fra 1. januar 2004 til 31. mars 2006. Videre vises forwardpriser pr. 31. mars 2006 for kontrakter lengre fram i tid. Som figuren viser har systemprisen steget betydelig i løpet av 1. kvartal. Lengre fremover i tid ser vi hvordan terminprisene svinger med årstidene med høyere priser i vinterhalvåret. Videre viser figuren at prisene i 2007 og 2008 forventes å være noe lavere enn i 2006.

Figur 1.4.6 Observert systempris i 2004 til og med første kvartal 2006, og priser i forwardmarkedet pr. 31 mars 2006, kr/MWh, Kilde: Nord Pool

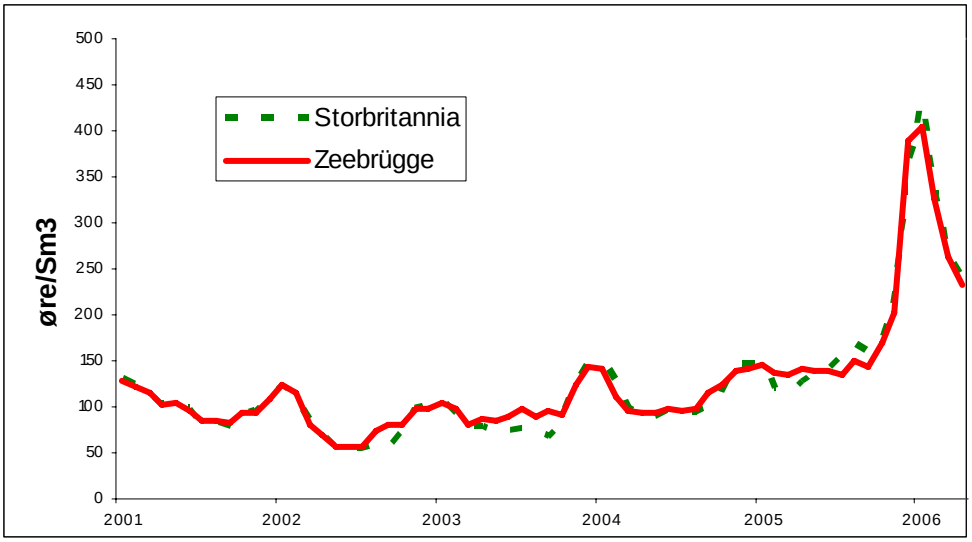


Figur 1.4.7 viser gasspriser i Storbritannia og på kontinentet (Zeebrügge). Disse prisene kan avvike betydelig fra hva hver enkelt kraftprodusent betaler for gassen, både som følge av forskjeller i transportkostnader, og som følge av at bedriftene og distributører av naturgass i stor grad har langsiktige gassavtaler som er indeksert mot priser på alternative energibærere. Figuren gir likevel en indikasjon på den generelle utviklingen i gassprisene.

Som figuren viser steg gassprisene betydelig i løpet av 4. kvartal 2005. I første kvartal 2006 falt imidlertid prisene igjen. Likevel har gassprisene i første kvartal vært betydelig høyere enn det prisnivået som ble observert frem til midten av 2005.

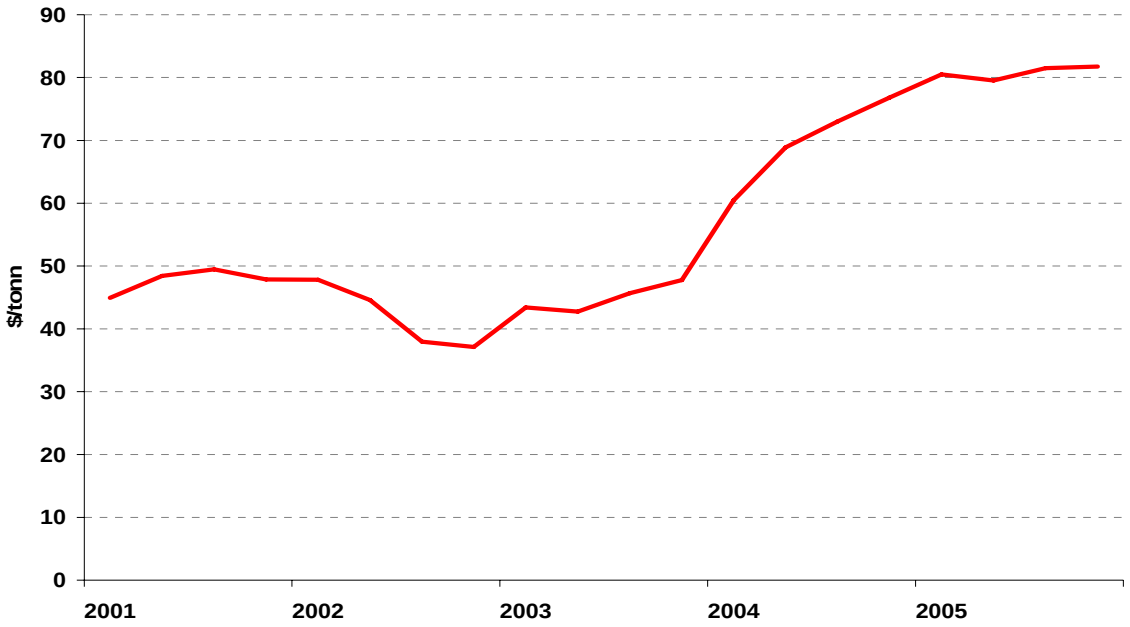
Tar man utgangspunkt i et kraftverk med en virkningsgrad på 55 prosent, vil prisen på gass i Zeebrügge i mars gi en brenselskostnad på om lag 430 kr/MWh. Tilsvarende var brenselskostnaden om lag 660 kr/MWh i januar. Kun en mindre del av kraftproduksjonen i Tyskland er basert på gass, men gasskraft kan i en del tilfeller være prissettende under høylast fordi denne teknologien med dagens priser kun kobles inn når etterspørselen er høyest.

Figur 1.4.7 Observerte 1 måneds terminpriser for naturgass i Storbritannia og på kontinentet fra 2001, Kilde: Deloitte & Touche



Også prisen på kull har vært stigende de siste årene. Prisene for steinkull er imidlertid kun tilgjengelig fra vår kilde fram til og med 4. kvartal 2005. Fra andre kvartal 2003 til 4. kvartal 2005 har prisen på steinkull steget fra 38 Euro/tonn til 66 Euro/tonn. I 4. kvartal 2005 var det imidlertid kun en marginal økning i kullprisen.

Figur 1.4.8 Kullpriser (Imported Steam Coal) inklusive frakt Europa. Kilde: The Federal Office of Economics and Export Control (BAFA)



1.5 Sluttbrukermarkedet

På grunn av høyere kraftpris i engrosmarkedet, var husholdningens utgifter til elektrisk kraft litt høyere i 1. kvartal 2006 enn i 1. kvartal i fjor. Kraftkjøpskostnaden var høyest med spotpriskontrakt dette kvartalet, og det er uvanlig. Dette skyldtes stigende spotpris gjennom kvartalet, og prisen på standard variabel kontrakt er ikke direkte avhengig av spotprisen, men følger gjerne spotprisen med 2 ukers forsinkelse.

I 1. kvartal 2006 var det 78 200 husholdningskunder som skiftet kraftleverandør. Antall leverandørskifter gikk dermed klart opp fra 4. kvartal 2005 (59 400 skifter). Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med 57,8 prosent. Sammenlignet med 1. kvartal 2005 er dette en nedgang 6,9 prosentpoeng.

Husholdningene	1. kv. 2006	Endring fra 1. kv. 2005
Forbruksveiet[3] kraftpris (øre/kWh):	45,3	+ 14,5
- Markedspris-kontrakt (spot)[4]	47,3	+ 18,7
- Standard variabel:		
-Dominerende leverandører[5]	45,6	+ 14,9
- 15 billigste landsdekkende[6]	41,6	+ 14,1
Antall leverandør-skifter (1000 stk.)	78,2	+ 13,7
Kontraktsvalg (%):		
- Markedspris/spot	25,4	+ 9,5
- Fastpris:	16,8	- 2,6
- Standard variabel	57,8	- 6,9

1.5.1 Priser og prisutvikling

I 1. kvartal 2006 var det en kraftig vekst i prisene på Nord Pool. Dette ble også gjenspeilet i prisene i sluttbrukermarkedet, på spotpriskontrakter, standard variabel kontrakt og etter hvert også fastpriskontrakter. Kun vinteren 2003 har det vært tilsvarende prisnivå i det nordiske markedet. Årsakene er økt pris på olje og gass. I tillegg har prisen på utslippstillatelser for CO_2 vært høy, samtidig som det har vært en endret hydrologisk situasjon, særlig gjennom mindre snø i fjellet.

Prisen for standard variabel kontrakt inkludert mva lå i uke 1 på 40,0 øre/kWh for et utvalg bestående av dominerende kraftleverandør i 24 av de største nettområdene.[7] Prisen steg markert gjennom kvartalet og endte på 50,7 øre/kWh i uke 13.

Den volumveide gjennomsnittprisen for dominerende leverandører var 45,5 øre/kWh i 1. kvartal 2006. Dette var likt med den aritmetiske snittprisen. Med andre ord var det samlet

[3] Veiet snitt av ukeprisene over kvartalet og året, der vektene er bestemt av forbrukets fordeling over kvartal og år i landets største nettområde, Hafslund Nett.

[4] Påslag 2,2 øre/kWh basert på snittet av landsdekkende leverandører for 2005.

[5] Volumveiet snitt av 23 leverandørers priser. Vektene er basert på leverandørenes omsetning til husholdningskunder i 2004.

[6] Uveiet gjennomsnitt av leverandørenes priser.

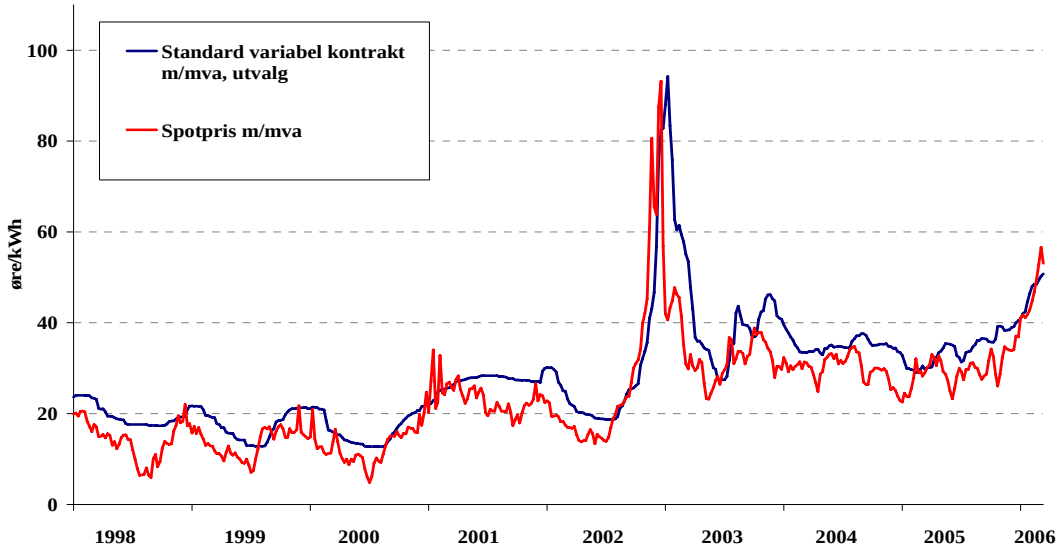
[7] Utvalget har blitt noe mindre da flere dominerende leverandører har gått over til andre produkter enn standard variabel som sitt standardprodukt.

sett ikke forskjeller i prisfastsettelsen mellom store og små aktører i utvalget i siste kvartal.[8]

Den aritmetiske gjennomsnittsprisen for de billigste landsdekkende leverandørene var 41,6 øre/kWh i 1. kvartal, altså 3,9 øre/kWh lavere enn volumveid snitt av dominerende leverandører i samme kvartal.

Spotprisen var 29,7 øre/kWh i uke 1. Spotprisen steg deretter jevnt til uke 12 hvor den var 45,3 øre/kWh, den høyeste ukentlige spotprisen siden uke 3 2003. Prisen endte på 42,5 øre/kWh i uke 13. For spotpriskontrakter har påslaget i snitt for de 9 landsdekkende leverandørene[9] som har levert i alle uker i 1. kvartal 2006, vært 2,1 øre/kWh ved et forbruk på 20 000 kWh/år, uendret fra foregående kvartal.

Figur 1.5.1 Standard variabel kraftpris og spotpris, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



I figur 1.5.2 sammenlignes gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for de dominerende leverandørene med gjennomsnittlig kraftpris for hver enkelt landsdekkende leverandør for 1. kvartal 2006.

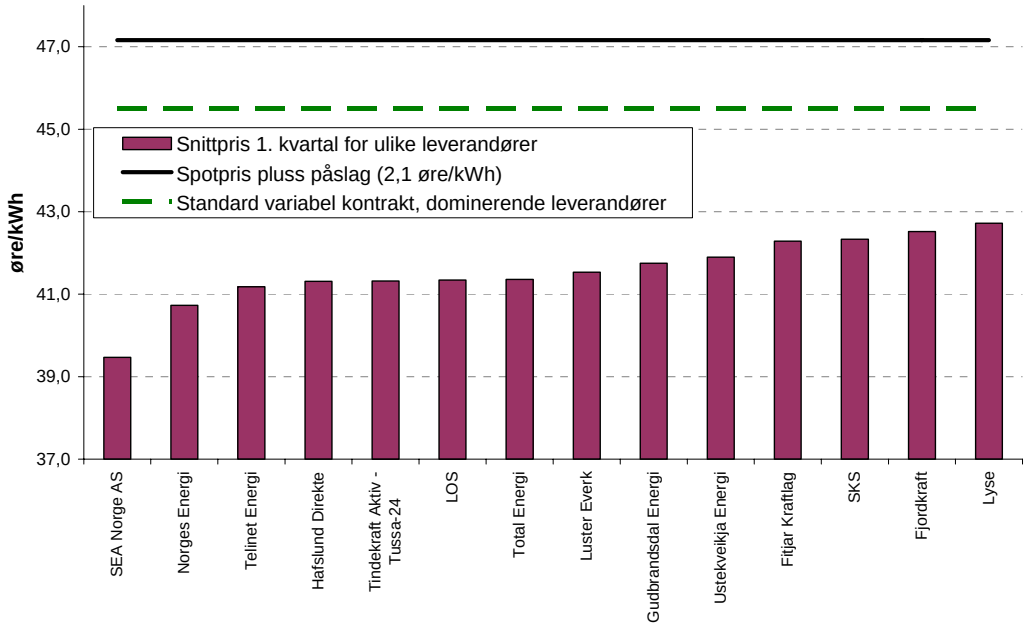
Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for dominerende leverandører var i snitt 45,5 øre/kWh i 1. kvartal (volumveid). Ingen av de landsdekkende leverandørene som figurerte på Konkurransetilsynets prisoversikt gjennom hele kvartalet, lå over dette snittet. Imidlertid var det spotpriskontrakten som var klart dyrest i 1. kvartal på tross av et gjennomsnittlig påslag blant de landsdekkende leverandørene på kun 2,1 øre. For de 9 landsdekkende leverandørene var gjennomsnittsprisen i 1. kvartal 47,2 øre/kWh.[10]

[8] Valget av 20 000 kWh/år er ikke helt uproblematisk. Eksempelvis har Hafslund Strøm et snittforbruk på sine kunder i eget nett på under 14 000 kWh. Dette er en stor leverandør med høy vekt i utvalget. Bildet kan dermed bli noe skjevt ved å regne på 20 000 kWh/år. I og med at Hafslund har et høyt fastledd (599 kroner) er gjennomsnittlig kWh-pris for deres kunder høyere enn det som fremkommer ved å ta utgangspunkt i et årsforbruk på 20 000 kWh.

[9] En landsdekkende kraftleverandør tilbyr kraft i alle nettområder.

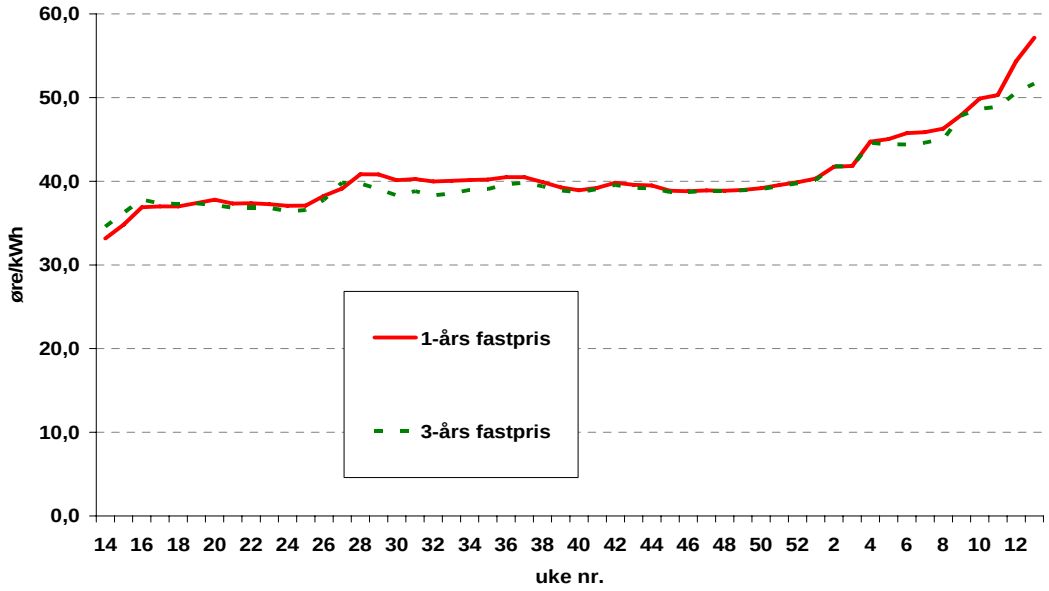
[10] Det er kun brukt aritmetiske gjennomsnitt og forbruksprofil er ikke hensyntatt.

Figur 1.5.2 Gjennomsnittsprisen for 14 landsdekkende kraftleverandører i 1. kv. 2006, sammenlignet med standard variabel kontrakt dominerende leverandører og med en spotpriskontrakt med påslag på 2,1 øre/kWh, priser inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Gjennomsnittet av landsdekkende kraftleverandørers 1-års fastpriskontrakt ved inngangen til 1. kvartal var 40,3 øre/kWh. Også her var det en markert stigning til 57,2 øre/kWh i uke 13. Også prisen på 3-års fastpriskontrakt har steget markert gjennom kvartalet fra 40,2 øre/kWh i uke 1 til 51,7 øre/kWh i uke 13.

Figur 1.5.3 Prisutviklingen for 1-og 3 års fastpriskontrakter med et forbruk på 20 000 kWh/år, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.

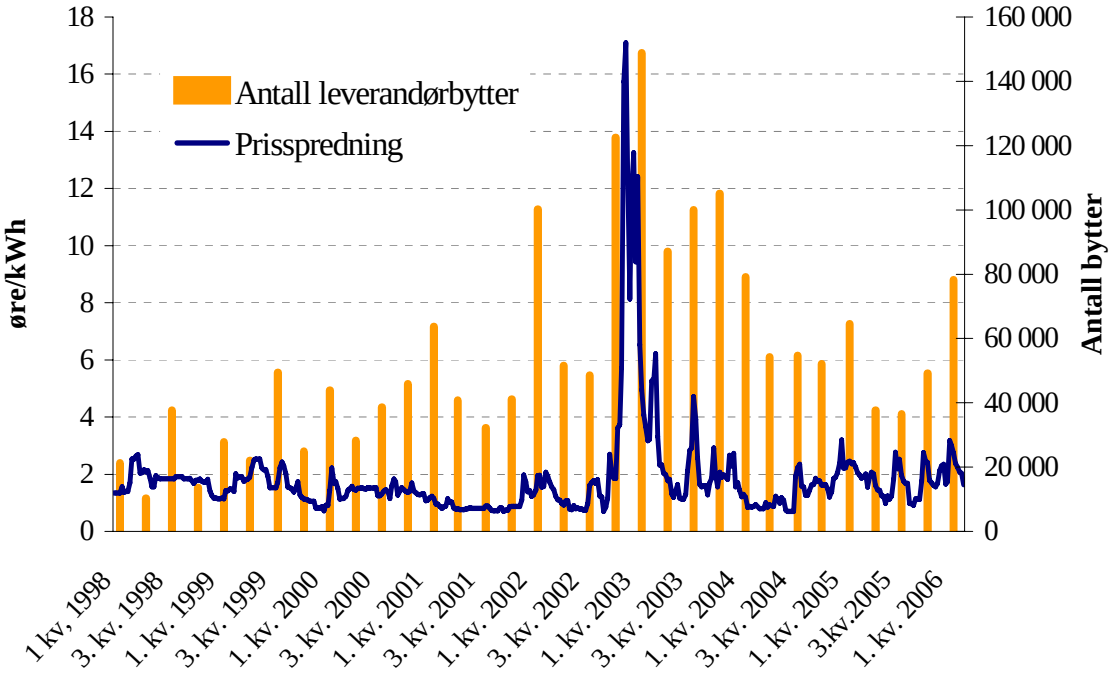


1.5.2 Leverandørskifter

Norske husholdningskunder står fritt til å skifte kraftleverandør dersom de ikke har knyttet seg til en leverandør gjennom for eksempel en fastpriskontrakt. Normalt skal det ikke ta mer enn to uker å skifte fra en kraftleverandør til en annen.[11] I 1. kvartal 2006 var det 78 200 husholdninger som skiftet leverandør. Det er det høyeste antallet på 2 år.[12] Til sammenligning var det 59 400 som skiftet kraftleverandør i 4. kvartal 2005.

Årsaken til økningen i antall leverandørskifter finner vi trolig i den kraftige veksten i kraftprisen vi så gjennom hele 1. kvartal. Dette har ført til stor oppmerksomhet i media knyttet til kraftpriser. Prisspredningen både mellom de dominerende har også vært relativt høy i 1. kvartal 2006. Forskjellen mellom billigste landsdekkende leverandør og dyreste dominerende leverandør har vært mellom 7,5 og 14 øre/kWh i kvartalet.

Figur 1.5.4 Prisspredning blant dominerende leverandører og antall leverandørskifter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1.5.3 Kontraktsvalg

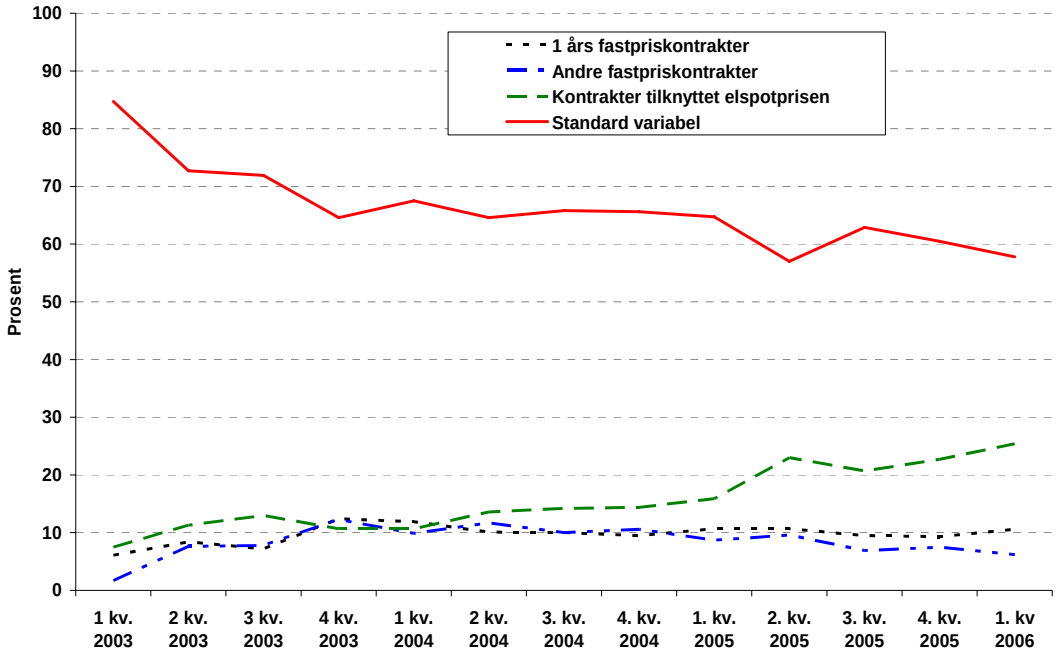
Andelen husholdningskunder på spotpriskontrakter fortsetter å stige til tross for at denne kontraktstypen var dyrest i 1. kvartal 2006. Over tid har imidlertid spotpriskontrakter vist seg mer prisgunstige enn standard variabel kontrakt. Andelen med kontrakter tilknyttet spotprisen 1. kvartal var 25,4 prosent, opp 2,7 prosentpoeng fra foregående kvartal og hele 9,5 prosentpoeng økning fra 1. kvartal 2005.

[11] Gjeldende forskrift fra 1. januar 2006. Gammel tidsfrist var 3 uker.

[12] Som følge av at overtakelser av kundeporteføljer, blant annet Hydro Texaco til Norgesenergi og Forbrukerkraft til LOS, ble det opprinnelig rapportert alt for mange leverandørskifter fordi overføringene ble håndtert som leverandørskifter. Tallene skal være korrigert for dette, men med det høye antallet manuelle korrigeringer må vi ta et lite forbehold med dette tallet.

Kraftvolumet solgt til husholdninger med fastpriskontrakt lå i 1. kvartal 2006 på 16,8 prosent. Dette er stabilt fra foregående kvartal. Sammenlignet med 1. kvartal 2005 er det en liten nedgang fra 19,4 prosent. Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med 57,8 prosent. Sammenlignet med 1. kvartal 2005 er dette en nedgang 6,9 prosentpoeng. 64,7 prosent av husholdningene var da på en slik kontrakt. Kontraktsandeler og endringer er vist i tabell i starten av 1.5.

Figur 1.5.5 Prosentvis fordeling av ulike kontraktstyper i husholdningsmarkedet. Kilde: SSB



1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

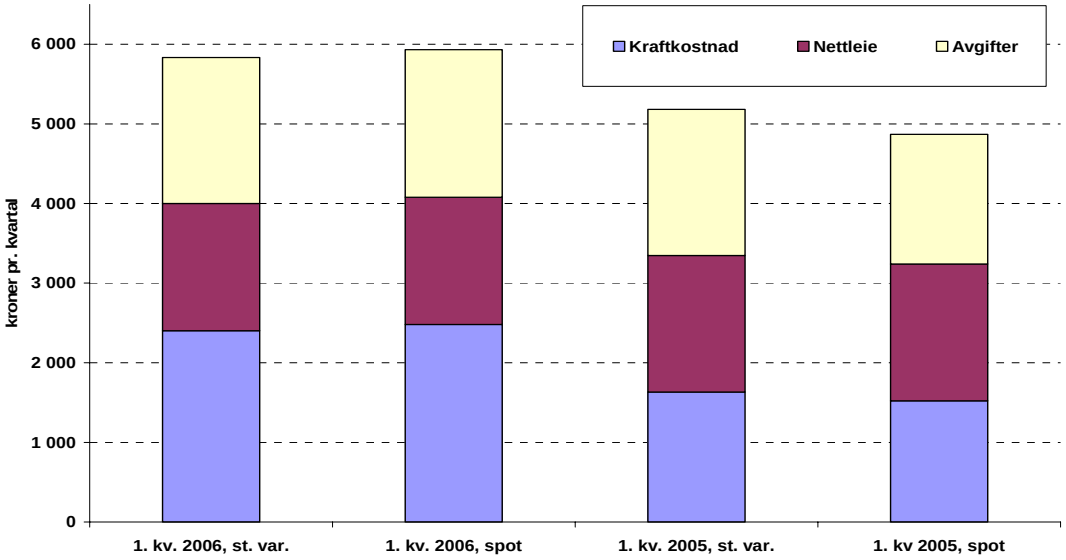
Totalprisen på elektrisitet for en forbruker består av kraftpris, nettleie og avgifter. I gjennomsnitt var totale utgifter til elektrisk kraft for en norsk husholdningskunde inkludert avgifter kr 5 832 i 1. kvartal 2006 ved standard variabel kontrakt[13], og kr 5 933 ved markedskontrakt (spotpris).[14] Dette er en oppgang på henholdsvis 12,6 og 21,9 prosent fra samme kvartal i fjor. Dette skyldes høyere kraftpris i første kvartal i år sammenlignet med i fjor, særlig mot slutten av kvartalet.

Den totale kostnaden for en gjennomsnittsforbruker (standard variabel kontrakt) bestod i 1. kvartal 2006 av 41,2 prosent til kraft, 27,4 prosent til nettleie og 31,4 prosent til avgifter (mva og forbrukeravgift). Tilsvarende tall for 1. kvartal 2005 var 31,5 prosent til kraft, 33,1 prosent til nettleie og 35,4 prosent til avgifter.

[13] Kraftpris tilsvarer volumveid snitt for dominerende leverandør i utvalget av de 23 største nettområdene.

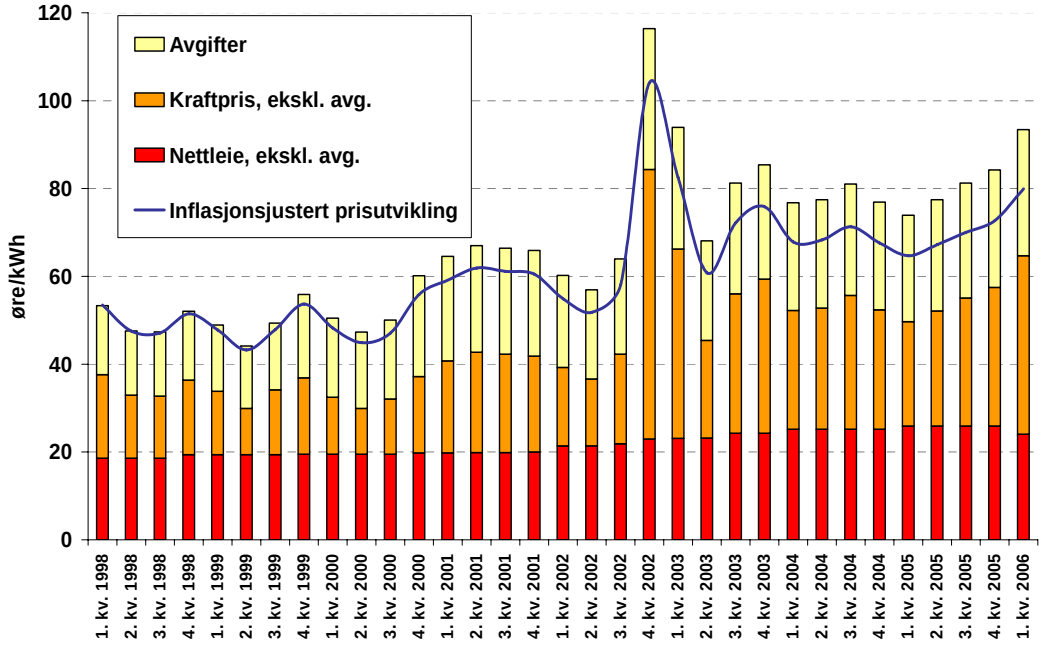
[14] For markedskontraktene er det brukt spotpris inkl, mva pluss et påslag på 2,5 øre/kWh. For standard variabel kontrakt er det brukt et volumveid snitt av pris fra dominerende leverandør i et utvalg av 27 nettområder. Siden dominerende leverandør ofte ligger over resten av markedet i pris, vil dette være noe høyere enn om man brukte et snitt av alle landsdekkende leverandører. For å veie forbruket er det brukt forbruksprofil (JIP) for Oslo (Hafslund Nett). Beregningene er gjort ut fra et årlig forbruk på 20 000 kWh.

Figur 1.5.6 Totalkostnad i 1. kvartal 2006 og 2005 til kraft, nettleie, og offentlige avgifter ved et årlig forbruk på 20 000 kWh, kroner pr. kvartal. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.5.7 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie, og avgifter fra 1998 til og med 1. kvartal 2006. Gjennom hele perioden har det vært en jevn, svak stigning i nettleien. Dette skyldes i stor grad inflasjon. Kraftprisen er langt mer varierende, men har fra desember 2002 ligget høyere enn tidligere. Rundt årsskiftet 2002/2003 var det særlig høye priser. Gjennom 2005 og i 1. kvartal 2006 har prisene steget jevnt. Også avgiftene har vært økende i perioden. Dette skyldes økt sats for merverdiavgift og endringer av forbruksavgiften på elektrisk kraft.

Figur 1.5.7 Kraftpris (standard variabel, volumveiet), nettleie og avgifter ved utgangen av kvartalet, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1.5.5 Nettleie til husholdningskunder

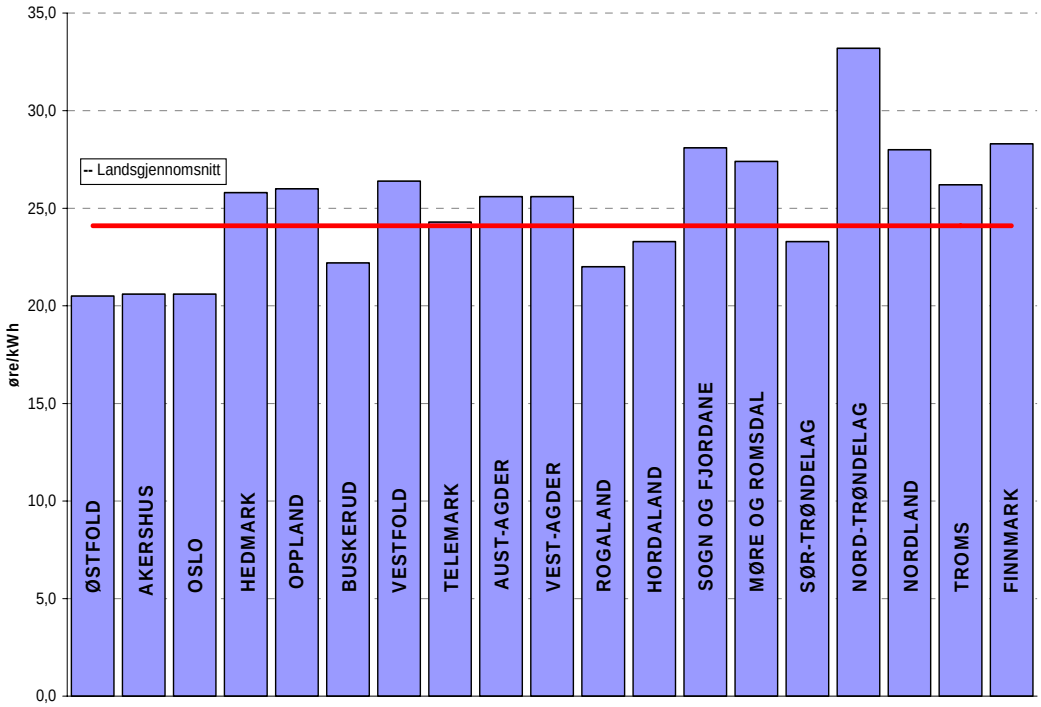
NVE fastsetter en årlig inntektsramme for hvert enkelt nettselskap. Inntektsrammen er en øvre grense for hvor høy inntekt nettselskapet kan hente inn gjennom nettleien. Størrelsen på inntektsrammene påvirkes av selskapets rammebetingelser, som for eksempel kundestruktur, antall kilometer ledning og topografi. Enkelte selskap har inntektsrammer på knapt 1 million kroner, mens andre har inntektsrammer på over 1 milliard kroner. NVE fastsetter rammen slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Dagens inntektsrammeregulering gir selskapene motivasjon til å drive nettet effektivt og til lavest mulig kostnad.

Tariffene (nettleien), som fastsettes av nettselskapet, skal settes slik at inntekten for det enkelte år så langt som mulig er i tråd med inntektsrammen. Usikkerhet blant annet knyttet til kundenes forbruk og kraftpriser kan gjøre det vanskelig å forutsi inntekter og kostnader for nettselskapet. NVE kontrollerer årlig hvorvidt inntektene fra nettvirksomheten har vært høyere eller lavere enn den fastsatte inntektsrammen. I år der nettselskapets inntekter overstiger inntektsrammen (merinntekt) er nettselskapet pliktige til å tilbakebetale dette til kundene gjennom justerte tariffer i påfølgende perioder. I tilfeller med et negativt avvik fra inntektsrammen (mindreinntekt) kan nettselskapet velge å øke tariffene i påfølgende perioder.

Ved inngangen til 2006 var den gjennomsnittlige nettleien for en husholdningskunde 24,1 øre/kWh (eksklusiv mva og forbruksavgift). Dette er en reduksjon på 0,8 øre/kWh fra 2005. Den viktigste grunnen til reduksjonen er at redusert rente og effektivitetskrav reduserer nettselskapenes inntektsrammer.

Det er stor spredning mellom høyeste og laveste nettleie til husholdningene både innenfor og utenfor fylkesgrensene. Østfold har det laveste veide snittet på 20,5 øre/kWh, mens Nord- Trøndelag ligger i andre enden av skalaen med en nettleie på 33,2 øre/kWh. I de fleste fylker er veid gjennomsnittlig nettleie redusert eller uendret fra 2005. Unntakene er Nord-Trøndelag og Troms hvor nettleien steg fra 2005.

Figur 1.5.8 Beregnet nettleie i øre/kWh (ekskl. mva og forbruksavgift) per 1. januar 2006 med forbruk lik 20 000 kWh. Landsgjennomsnittet og gjennomsnittene for hvert fylke er veid. Vektene er nettselskapenes overføringskvanta (GWh). Kilde: NVE



2 Temaartikler

2.1 Vedfyring og varmepumper dekker mer av oppvarmingsbehovet i husholdningene

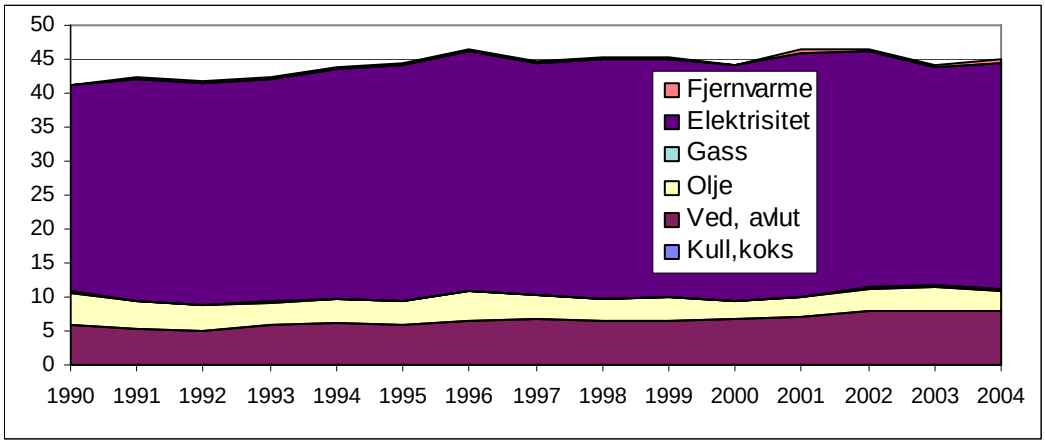
Av Terje Stamer Wahl, seniorrådgiver Energi- og markedsavdelingen, NVE

En økende andel moderne vedovner gjør vedfyringen enklere og langt mer energieffektiv. Vedfyring er en økende og stadig viktigere oppvarmingskilde i norske boliger. Samtidig har salget av varmepumper økt kraftig de siste årene. Også varmepumper spiller etter hvert en viktig rolle i oppvarmingen av norske boliger.

2.1.1 Innledning

Utviklingen i husholdningenes energibruk var tilnærmet flat i tiårsperioden 1995 – 2004, til tross for sterk vekst i privat konsum, økt antall husholdninger og økt oppvarmet boligareal. Heller ikke sammensetningen av forbruket på ulike energibærere ble særlig endret i denne perioden. Av de viktigste energibærerne var det bare vedforbruket som økte i perioden, fra 6 TWh i 1995 til nær 8 TWh i 2004. Både forbruket av elektrisitet og olje falt i perioden.

Figur 1 Energibruk i husholdningene 1990 – 2004, TWh. Kilde: SSB, Energiregnskapet



Det er flere faktorer som har bidratt til den overraskende utflatingen i energibruk. Bedre isolering av nye boliger, mer oppmerksomhet om energieffektiv adferd, mer energieffektive husholdningsapparater og oppvarmingsløsninger samt andre teknologiforbedringer har bidratt til utviklingen. Videre har økte energipriser og mediaoppmerksomhet rundt anstrengte kraftsituasjoner i 1996 og 2002/2003 bidratt. Endringene kan også ha sammenheng med endret livsstil, for eksempel ved at vi reiser mer og tilbringer mer tid utenfor hjemmet nå enn tidligere.

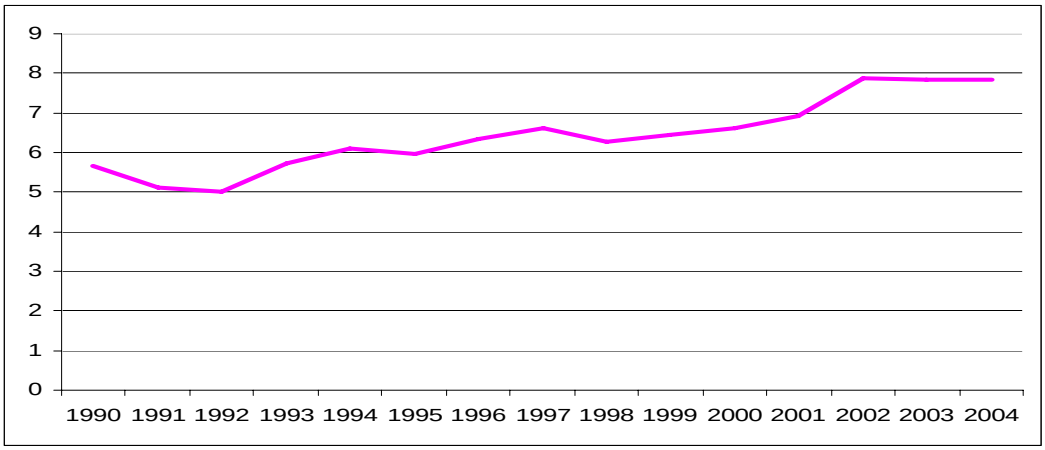
NVE arbeider med å få økt kunnskap om energibruksutviklingen og faktorene som påvirker utviklingen. I dette arbeidet har vi sett nødvendigheten av å fremskaffe bedre data bl.a. for vedfyring og bruk av varmepumper. NVE finansierer nå en løpende kvartalsvis undersøkelse av vedforbruk og installert utstyr til vedfyring[15], og NVE har nylig fått utført en studie av varmepumpemarkedet i Norge[16].

I denne artikkelen presenterer vi kort noen av resultatene fra vedundersøkelsene og varmepumpestudien, og gjør noen betraktninger om markedet for vedfyring og varmepumper.

2.1.2 Vedforbruk og utstyr for vedfyring

Det er betydelig usikkerhet knyttet til vedforbruket. Offentlig statistikk er basert på årlige forbruksundersøkelser hvor husholdningene spørres om anskaffelser av ved. Tall fra offentlig statistikk[17] viser at vedforbruket i husholdningene har vært jevnt økende i perioden 1990 – 2004.

Figur 2 Forbruk av ved og avlut i husholdningene 1990 – 2004, TWh. Kilde: SSB, Energiregnskapet



Vedstatistikken viser teoretisk energimengde i den veden som anskaffes eller forbrukes. Tallene sier lite om nyttiggjort energi, som er avhengig både av kvaliteten på veden som brennes, måten det fyres på (trekk, etc.) og utstyrets egenskaper. Om vi forutsetter at vedkvaliteten og måten vi fyrer på ikke har forandret seg, vet vi at det har skjedd betydelige endringer på utstyrssiden.

De kvartalsvise utvalgsundersøkelser om vedforbruk og utstyr for vedfyring som gjennomføres av SSB gir stadig bedre data på vedforbruket i husholdningene. Resultatene vil etter hvert bli lagt til grunn for offentlig statistikk, og vil muliggjøre publisering av vedforbruk på fylkesnivå. Undersøkelsen inkluderer ikke vedforbruket i fritidsboliger, men det er ønskelig å undersøke også dette forbruket nærmere etter hvert.

---

[15] Kvartalsvise utvalgsundersøkelser som Statistisk sentralbyrå (SSB) gjør på oppdrag fra Norges vassdrags og energidirektorat, Statens forurensningstilsyn og Landbruks- og matdepartementet.

[16] Geir Eggen, COWI 12.2005; Varmepumpenes bidrag til redusert energibruk i Norge

[17] SSB, Energiregnskapet

Utvalgsundersøkelsene måler også utviklingen for vedfyringsutstyr. Tall fra undersøkelsen foretatt høsten 2005[18] viser at 65 % av husholdningene har vedfyringsutstyr (lukket ovn eller peis), 58,5 % av husholdningene har vedovn (lukket ovn med ny eller gammel teknologi) og at nær 32 % av husholdningene med vedfyringsutstyr har ovn med ny, mer rentbrennende og energieffektiv teknologi[19].

Resultatene viser dessuten at andelen ved som brennes i nye, effektive ovner nå er 32 %. Det vil si at andelen av veden som brennes i nye, effektive ovner tilsvarer slike ovners andel av vedfyringsutstyret. Andelen av veden som brennes i gamle ovner er høyere enn slike ovners andel av samlet antall vedfyringsutstyr, og motsatt for ved som brennes i åpen peis.

Tabell 1 Vedforbruk fordelt på ildstedstype 2000-2005, i prosent. Kilde: SSB

	2000	2002	2004	3. kvartal 2005	4. kvartal 2005
Åpen peis	4	4	3	4	3
Lukket ovn, gammel teknologi	89	78	71	67	65
Lukket ovn, rentbrennende	7	18	26	29	32

Når vi skal se på den energimessige effekten av overgangen fra gamle ovner til nye, effektive ovner må vi korrigere for ovnens virkningsgrad. Det vil si hvor stor andel av energien i veden som blir omdannet til varme under forbrenning. I følge SINTEF Energiforskning[4] kan gamle ovner som blir fyrt hardt ha en virkningsgrad på opp mot 70-75 prosent. Når disse ovnene fyres mindre intensivt, slik det trolig blir gjort i de fleste boliger, blir virkningsgraden redusert til 35-40 prosent. Nye ovner som fyres med høy last kan ha en virkningsgrad på opp til 80 prosent når de er korrekt installert. Selv om nye ovner fyres med liten intensitet, vil de beholde en virkningsgrad på 70-75 prosent. Til sammenligning har en åpen peis en virkningsgrad på opp til 15 prosent.

SSB har i sine resultater lagt til grunn en virkningsgrad på 40 prosent for en lukket ovn med gammel teknologi, 75 prosent for lukket ovn med ny teknologi og 15 prosent for åpen peis. Med disse anslagene på virkningsgrad har utskiftingen og ny-installasjon av nye, effektive ovner ført til at det nå nyttiggjøres nesten 0,7 TWh mer varme pr. år enn om all veden som brennes i lukkede ovner var blitt brent i ovner med gammel teknologi. Denne effektivitetsøkningen som følge av bedret virkningsgrad kommer ikke til uttrykk i forbruksstatistikken, fordi statistikken er basert på teoretisk energiinnhold.

I den grad økningen i vedforbruk skjer til erstatning for elektrisk oppvarming vil dette medføre økt energibruk som følge av vedens lavere virkningsgrad. I den grad veden som

[18] Siste undersøkelse publisert 20.mars 2006, se http://www.ssb.no/magasinet/miljo/art-2006-03-20-01.html

[19] Definisjonen av hva som er moderne og effektive ovner er knyttet til tidspunkt for installasjon. I 1998 ble det innført langt strengere krav til utslipp fra ildsteder, hvilket har medført at ovner installert i 1998 og senere har langt mer effektiv forbrenning enn eldre ovner

[4] Siste undersøkelse publisert 20.mars 2006, se http://www.ssb.no/magasinet/miljo/art-2006-03-20-01.html

tidligere ble brent i gamle ovner nå brennes i nye ovner, bidrar imidlertid dette til lavere energibruk. Det er usikkerhet om hvor stor del av fyringen i nye ovner som erstatter fyring i gamle ovner, og hvor mye som er kommet til erstatning for eksempelvis elektrisk oppvarming. Tall fra SSBs forbruksundersøkelse 2001 viser at 71 prosent av boligene hadde vedovn/peis i 2001, mot 65 prosent i dag i følge utvalgsundersøkelsen. Dette tyder på at en stor del av de nye ovnene er kommet til erstatning for gamle ovner. Selv om vedfyringen har økt de senere årene, har overgangen fra gamle til nye ovner isolert sett bidratt til utflatingen i husholdningenes samlede energibruk.

Bedre fyringsøkonomi, bedre styringsmuligheter og enklere opptenning i nye ovner gjør det mer attraktivt å installere ny og energieffektiv vedovn i boliger, og å benytte ved til hoved- eller tilleggsoppvarming. Vedvarende høye strømpriser, uten at det skjer tilsvarende prisøkning på ved, vil gi ytterligere insentiver til økt vedfyring.

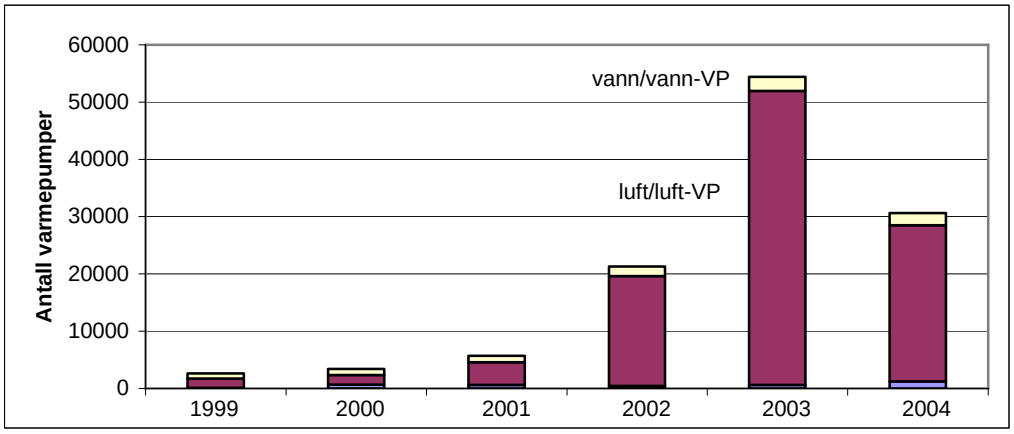
2.1.3 Varmepumper

Varmepumper er ikke med i forbruksstatistikken. Økt bruk av varmepumper kommer til uttrykk gjennom redusert bruk av andre energibærere, avhengig av om varmepumpene erstatter elektrisk eller annen termisk oppvarming.

Salget av varmepumper har vært betydelig de siste årene, og det er grunn til å tro at varmepumpene nå gir et betydelig bidrag til redusert energibruk. Norsk Varmepumpeforening, NOVAP, kartlegger årlig salg av varmepumper og foretar en beregning av varmepumpenes bidrag til oppvarming. På oppdrag fra NVE har konsulentselskapet COWI vurdert varmepumpenes bidrag til redusert energibruk i Norge. COWI har vurdert undersøkelser fra forskjellige land samt data for en rekke anlegg i Norge for å komme fram til kvalitetssikrede middelverdier på årsvarmefaktor for forskjellige varmepumpetyper. Ved å kople disse årsvarmefaktorene mot anslag for eksisterende varmepumpebestand har COWI beregnet hvor mye varmepumpene i Norge bidrar med til oppvarmingsformål. Samlet antar COWI at varmepumpene bidrar med 6 TWh varme, hvorav 4 TWh er ”gratisvarme”, det vil si varmetilskudd utover den elektrisiteten som benyttes til å drive varmepumpa. Dette er samlet for varmepumper installert både i industri, næringsbygg og boliger. Anslagene er ikke korrigert for elektrisitet benyttet til kjøleformål.

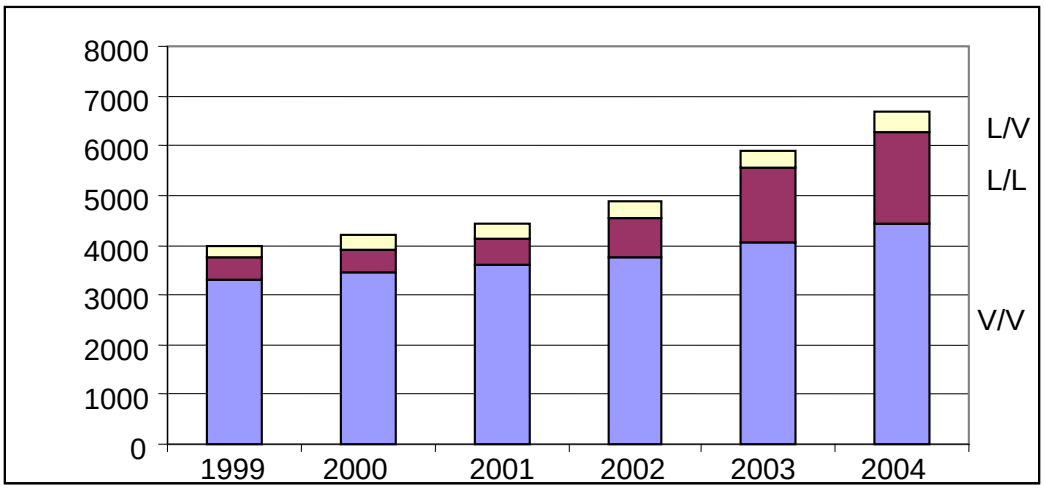
Bak tallene skjuler det seg varmepumper av ulike typer og størrelse. Volummessig er det de luftbaserte varmepumpene som dominerer. Oversikten er basert på opplysninger fra leverandører, samlet inn av NOVAP.

Figur 3 Salg av ulike typer varmepumper i Norge 1990-2004. Kilde: COWI



Selv om de luftbaserte pumpene dominerer i antall, er det de vannbaserte pumpene som bidrar mest til varmeproduksjonen slik figuren under viser. Dette har sammenheng både med at vannbaserte pumper gjennomgående er større enn de luftbaserte, samt at de vannbaserte har høyere årsvirkningsgrad. I figuren er det ikke korrigert for varmepumper som er satt ut av drift.

Figur 4 Estimert årlig varmeproduksjon fra ulike typer varempumper i Norge 1999-2004, MWh. Kilde: COWI



COWI har vurdert driftssikkerhet og effektivitet for ulike typer varmepumper. I dette arbeidet er både norske og utenlandske felt- og laboratorieundersøkelser benyttet. Effektfaktoren er i stor grad avhengig av varmepumpas størrelse, varmekilde og distribusjonsmedium. Konklusjonen er at gjennomsnittlig årsvirkningsgrad varierer fra 2,4 for luft/luft varmepumper, til 3,3 for vann/vann baserte varmepumper. Resulterende varmeproduksjon og energisparing (”gratisvarme”) for varmepumper i Norge er gjengitt i tabellen under. COWI hevder videre at teknologiutviklingen kan ha medført en effektivitetsforbedring på nye varmepumper på ca. 30 % i løpet av nittiårene.

Tabell 2 Estimat på antall, varmeproduksjon og energisparing for ulike typer varmepumper i Norge. Kilde: COWI

Varmepumpe-type	Antall VP solgt	Antall VP i drift	Varmeprod. (GWh/år)	Midlere ε (-)	Energisparing (GWh/år)
Vann/vann	12 680	11 410	3 970	3,3	2 770
Luft/luft	118 700	106 830	1 670	2,4	975
Luft/vann	16 580	14 290	360	2,7	225
Sum	147 960	132 530	6 000		3 970

Det foreligger ikke oversikt over hvor stor del av varmepumpene som er installert i boliger. De aller fleste luft/luftvarmepumpene er boligvarmepumper, i tillegg til at de fleste øvrige varmepumper også er installert i boliger. Fordi størrelsen på varmepumper i boligene gjennomgående er små, utgjør imidlertid boligenes andel av det beregnede varmetilskuddet og "gratisvarmen" en langt mindre andel enn antallet varmepumper tilsier. Trolig er boligenes andel av "gratisvarme" ca. 1 TWh/år. Likevel er dette en ikke ubetydelig andel av norske boligers samlede oppvarmingsbehov, trolig i størrelsesorden 3 – 4 %. De fleste boligvarmepumpene er installert i eksisterende boliger, og bidrar til redusert elektrisk oppvarming.

I tillegg til at varmepumpene blir stadig mer effektive, har det de siste årene også skjedd andre viktige endringer i varmepumpemarkedet. Både produkttilbudet og antall leverandører/installatører har økt. Prisene på luft/luft varmepumper har falt. En slik utvikling, sammenfallende med høyere elektrisitetspriser, gjør varmepumper til en stadig mer interessant oppvarmingsløsning.

2.1.4 Oppsummering

Resultatene fra undersøkelsene om vedforbruk og varmepumpemarkedet tyder på at vedfyring i moderne vedovner og installasjon av varmepumper i et stort antall boliger har bidratt noe til utflatingen i husholdningenes energibruk de seneste årene.

Vedforbruket er økende, og vedfyringens andel av boligoppvarmingen har økt de siste årene. Stadig mer energieffektive vedovner, som også er enklere å betjene og effektstyre enn eldre ovner, gjør at vi får nyttiggjort ca. 0,7 TWh mer varme pr. år. En økende andel oppvarming med ved medfører likevel høyere samlet energibruk i husholdningene dersom den erstatter elektrisk oppvarming, fordi vedfyring har lavere virkningsgrad enn direkte bruk av elektrisitet. Utskiftningen av gamle til nye og mer energieffektive ovner har derimot bidratt til utflatingen i energiforbruket, isolert sett. Tilsvarende trekk ser vi i markedet for varmepumper; mer effektive og driftssikre pumper gjør det mer attraktivt å installere varmepumper i boliger, og varmepumper gir nå ca. 1 TWh "gratisvarme" i norske boliger pr år. Et flertall av pumpene er installert i eksisterende boliger, og det har bidratt til redusert bruk av elektrisitet.

Elektrisitetsprisene har bidratt vesentlig til utviklingen i markedet for både vedfyring og varmepumper. Forutsatt vedvarende høye strømpriser og fortsatt gunstig teknologi- og markedsutvikling på vedfyrings- og varmepumpeutstyr vil disse teknologiene få økt betydning i boligoppvarmingen i årene som kommer.

2.2 Prissettingen i sluttbrukermarkedet[20]

Av Kari Margrethe Fløtre, førstekonsulent Energi- og markedsavdelingen NVE

I perioden 1999 til 2004 hadde husholdningskunder med markedspriskontrakt lavere kostnader enn husholdningskunder med "Standard variabel kraftpris". Til tross for dette holder flertallet av husholdningskundene seg til "Standard variabel kraftpris". Byttekostnader kan forklare hvorfor kundene i liten grad skifter kraftprisavtale eller går over til kraftleverandører som tilbyr sine produkter til lavere priser. En regresjonsanalyse av prisen i "Standard variabel kraftpris" mot spotprisen på Nord Pool Spot for 32 norske kraftleverandører i perioden 1999-2005 viser at prisen er mindre sensitiv for oppgang enn nedgang. Marginen faller i perioder med høy spotpris (lavt profittnivå i markedet), og øker i perioder med lav spotpris (høyt profittnivå i markedet). Gitt at kraftleverandørene er i stand til å heve prisene i sluttbrukermarkedet gjennom stilltiende samarbeid kan dette tyde på medsyklisk samarbeidspris.

2.2.1 Innledning

Liberaliseringen av det nordiske kraftmarkedet avhenger av velfungerende konkurranse for å kunne gi samfunnsøkonomiske gevinster. Prissettingen i de nordiske sluttbrukermarkedene er under sterkt fokus både innen forskning, energibransjen og i media. I denne artikkelen drøftes konkurransen i det norske sluttbrukermarkedet med fokus på kraftprisavtaler for private sluttbrukere.

Det eksisterer ulike former for kraftprisavtaler for sluttbrukere av elektrisk energi. Husholdningskunder kan i hovedsak velge mellom "Standard variabel kraftpris", "Markedskraft" og "Fastpris". I følge "Standard kraftleveringsavtale", forhandlet fram av Forbrukerombudet og EBL, skal kraftleverandørene informere kundene om prisendringer i "Standard variabel kraftpris" senest to uker før endringen trer i kraft. I "Markedskraft" er prisen satt sammen av månedlig gjennomsnitt av den timevise spotprisen på Nord Pool Spot pluss et påslag for å dekke kraftleverandørenes kostnader og eventuell fortjeneste. Prisen følger spotprisen. Kraftleverandørene konkurrerer kun på påslaget. Fastpriskontrakter gir prissikring over lengre tidsperioder, og eliminerer derfor prisusikkerhet for kunden.[21] Det finnes også alternative kraftprisavtaler som gir garanti om pristak eller prisnivå i forhold til konkurrerende kraftleverandører. Et eksempel er "Flytende strøm med pristak" der kunden betaler et tillegg for å sikre seg mot høye strømpriser. Tall fra SSB for 4. kvartal 2005 viser at 60,5 prosent av husholdningskundene har "Standard variabel kraftpris". Til sammenligning velger kun 22,7 prosent "Markedskraft". Dette til tross for at spotpriskontrakten i media omtales som mer prisgunstig enn "Standard variabel kraftpris". Av husholdningskundene velger 16,8 prosent å prissikre seg gjennom fastpriskontrakter.

[20] Tema-artikkelen bygger på en masteroppgave av Kari Margrethe Fløtre som en del av mastergradsstudiet i samfunnsøkonomi ved Universitetet i Bergen. Oppgaven ble levert i desember 2005.

[21] Konkurransetilsynets kraftprisoversikt viser at kunder som inngår fastprisavtaler vanligvis binder seg til avtalt pris i ett til tre år.

Hvilken kraftprisavtale er billigst for husholdningskundene? I en kraftprisanalyse sammenlignes ”Standard variabel kraftpris” og ”Markedskraft” hos 20 ulike kraftleverandører ved 20 000 kWh i årlig forbruk i perioden 1999 til 2004. I motsetning til prissammenligninger utført av for eksempel SSB er prisene forbruksveid for å gi en reell kontraktsammenligning. Lave priser om sommeren når forbruket er lavt betyr mindre for kundene enn lave priser om vinteren. I kontrast til analyser basert på flat forbruksprofil rettes fokus mot hvorvidt kontraktene gir lave priser i perioder med høyt forbruk.[22]

Hvordan påvirker konkurranseforhold prissettingen i sluttbrukermarkedet? Er kraftleverandørene i stand til å heve prisnivået gjennom stilltiende prissamarbeid? Hvorfor beholder kraftleverandører kunder til tross for høyere priser enn konkurrerende kraftleverandører? Artikkelen drøfter hvorvidt kraftleverandørene kan heve prisene i sluttbrukermarkedet gjennom stilltiende samarbeid og byttekostnader.

I en regresjonsanalyse av prisen i ”Standard variabel kraftpris” mot spotprisen på Nord Pool Spot rettes fokus mot hvordan kraftleverandørene justerer sin pris i forhold til endringer i spotprisen. Hvor mye setter kraftleverandørene opp prisen når spotprisen øker? Er prisjusteringen identisk når spotprisen faller? Regresjonsanalysen er basert på paneldata med ukentlige observasjoner av 32 norske leverandører av ”Standard variabel kraftpris” i perioden 1999 til 2005.[23]

2.2.2 Imperfekt konkurranse i sluttbrukermarkedet?

Elektrisk energi er et homogent produkt. I utgangspunktet spiller det ingen rolle for kunden om kraften blir levert av kraftleverandør *A* eller *B*. I markeder med homogene produkter og priskonkurranse er pris lik marginalkostnad i likevekt. Paradoksalt nok vil selv bedrifter i markeder med et fåtall bedrifter være ute av stand til å manipulere prisene slik at de tjener positiv profitt. Stilltiende samarbeid og byttekostnader representerer begge løsninger på dette paradokset. Uansett om kraftleverandørene kjøper kraften på Nord Pool Spot, eller direkte fra produsenter gjennom bilaterale avtaler, representerer spotprisen i all hovedsak marginalkostnaden til kraftleverandørene. Alternativkostnaden ved å selge kraften til kundene er å selge kraften til Nord Pool Spot.[24]

Perfekt samarbeid i sluttbrukermarkedet der flere kraftleverandører konkurrerer mot hverandre er urealistisk. Kraftleverandørene kan likevel være i stand til å inngå imperfekt samarbeid ved å sette en samarbeidspris som ligger under monopolpris, men over prisen i perfekt konkurranse. Dersom kun noen få leverandører samarbeider, for eksempel

---

[22] Fastpriskontrakter skiller seg fra ”Standard variabel kraftpris” og ”Markedskraft” ved at prisen er konstant over et lengre tidsrom. For å vurdere om fastprisavtaler gir høyere eller lavere priser enn andre kontrakter i en analyse kontrollert for forbruk må fastpriskontraktene vurderes opp mot langsiktige terminkontrakter.

[23] Utvalget av kraftleverandører er større i regresjonsanalysen enn i kontraktsammenligningen. Flere leverandører tilbyr ”Standard variabel kraftpris” enn ”Markedskraft”.

[24] Administrasjonskostnader, lønnskostnader og markedsføringskostnader kan tolkes som faste kostnader som er uavhengig av svingningene i spotprisen på Nord Pool Spot.

dominerende leverandører, kan også mindre leverandører sette høyere priser som en konsekvens av den høye prisen samarbeidet klarer å opprettholde.

Eksistens av byttekostnader i sluttbrukermarkedet hindrer kunder i å skifte til kraftleverandører som tilbyr sine produkter til lavere priser, eller gå over til kraftprisavtaler som gir lavere priser over tid. Byttekostnader fører til at kundene mer eller mindre binder seg til en av leverandørene i markedet. Byttekostnader svekker derfor konkurransen i sluttbrukermarkedet.

2.2.2.1 Modell for stilltiende samarbeid i et marked med stokastisk profittnivå

Med uendelig repetert interaksjon i markedet vil kraftleverandørene innse at de er gjensidig avhengig av hverandre. Selv uten direkte samarbeid kan leverandørene være i stand til å heve prisen over marginalkostnad. Evnen til å opprettholde stilltiende samarbeid er en balansegang mellom fristelsen til å bryte ut ved å sette lavere pris enn konkurrentene, og dermed tiltrekke seg en større del av markedet og få økt profitt på kort sikt, og frykten for langsiktige kostnad av priskrig som et slikt avvik vil kunne føre til. Frykt for priskrig kan være nok til å hindre avvik fra et eventuelt samarbeid. Når spotprisen på Nord Pool Spot svinger, endres forholdet mellom kortsiktig fristelse til å avvike fra samarbeid og langsiktig kostnad av priskrig. For å balansere disse to effektene må kraftleverandørene justere en eventuell samarbeidspris.[25]

Anta at samarbeidsprofitten er deling av monopolprofitt. Dersom en leverandør avviker fra et eventuelt samarbeid ved å sette prisen marginalt under gitt samarbeidspris, får denne leverandøren hele markedet. Enkleste strategi for å opprettholde høy samarbeidspris er å straffe avvik så hardt som mulig. Anta at leverandørene bruker såkalt trigger-strategier. Leverandørene samarbeider i alle perioder så lenge alle andre har samarbeidet i alle perioder. Dersom avvik blir oppdaget, velger leverandørene priskrig i alle framtidige perioder. Samarbeidsprisen blir da erstattet med pris lik marginalkostnad. Avvik vil derfor føre til at leverandørene ofrer framtidig profitt. For at leverandørene skal ha insentiv til å samarbeide i alle perioder, må nåverdi av samarbeid være minst like stor som utbruddsprofitt i en periode, og deretter priskrig i all framtid. Leverandørene må derfor vurdere gevinst ved avvik mot neddiskontert kostnad av priskrig. Anta videre at profittnivået i markedet vokser med en stokastisk rate. Modellen isolerer derfor effekten av stokastiske svingninger i profittnivået på evnen til å opprettholde høy samarbeidspris.

Til tross for at høyt profittnivå gjør det fristende å bryte ut i perioder med lav spotpris, kan kostnad av priskrig veie tungt i avveiningen mellom kort- og langsiktig profitt. Fristelsen til å bryte ut i oppgang må ikke være større enn forventet neddiskontert tap av framtidig profitt som følge av priskrig. Kraftleverandørene har mer igjen for å samarbeide i oppgang, fordi kostnaden av priskrig i framtiden øker når profittnivået i markedet øker. Når utviklingen i profittnivået er karakterisert av positiv korrelasjon over tid, er det spesielt vanskelig å opprettholde høy samarbeidspris i nedgang. Bedriftene forventer at profittnivået også skal være lavt i framtidige perioder. Da er det mindre profitt å tape på å bryte ut i priskrig. For at leverandørene ikke skal bryte ut av et eventuelt samarbeid, settes

[25] Utgangspunktet for modellen er Kyle Bagwells og Robert Staigers (1997) artikkel ”Collusion over the business cycle” fra *RAND Journal of Economics* 28, 82-106.

samarbeidsprisen ned i perioder med lavt profittnivå i markedet. Lavere samarbeidspris i nedgangsfaser, og høyere samarbeidspris i oppgangsfaser, betyr medsyklisk samarbeidspris.

Endringene av en mulig samarbeidspris skjer ikke nødvendigvis systematisk. Varighet av fasene vil kunne virke inn. Dersom tidspreferanseraten er slik at kostnad av priskrig kun er høy nok til å hindre avvik i oppgang, vil leverandørene kunne sette en medsyklisk samarbeidspris. For å dempe fristelsen til å bryte ut må kraftleverandørene justere ned samarbeidsprisen i faser med lavt profittnivå. For at kraftleverandørene skal kunne opprettholde høy samarbeidspris i alle perioder, må kraftleverandørene forvente kortvarige nedgangsfaser. Dersom varigheten av nedgangsfasen er for lang til at kraftleverandørene kan opprettholde høy samarbeidspris i nedgangsfasen, må kraftleverandørene senke samarbeidsprisen i faser med lavt profittnivå for at utbruddsprofitten skal gå ned. Derimot vil de kunne øke samarbeidsprisen i oppgangsfaser. Dersom forventet varighet av nedgangsfasen er for lang relativt til forventet varighet av oppgangsfasen vil det være umulig for kraftleverandørene å heve en eventuell samarbeidspris over marginalkostnad. Ved perfekt konkurranse setter kraftleverandørene pris lik marginalkostnad både i opp- og nedgang. Modellen viser derfor hvordan kraftleverandørene vil kunne veksle mellom medsyklisk samarbeid, perfekt samarbeid og perfekt konkurranse avhengig av forventet varighet av opp- og nedgangsfasene i sluttbrukermarkedet.

2.2.2.2 Byttekostnader

Ulike former for byttekostnader er aktuelle i sluttbrukermarkedet. Transaksjonskostnader, lærekostnader og psykologiske kostnader står sentralt. Til tross for at det er gratis å skifte kraftleverandør oppstår transaksjonskostnader. Å binde seg til en ny leverandør er en langsiktig investering for kunden, fordi kunden investerer i byttekostnader for å oppnå lavere priser over tid. Kundene har også lærekostnader. Usikkerhet om for eksempel kundeservice kan hindre kunder i å bytte kraftleverandør. Kundene har også lærekostnader ved skifte av kraftprisavtaler. Gjennom erfaring har kunder med ”Standard variabel kraftpris” kjennskap til sesongavhengige prisvariasjoner. Usikkerhet omkring prisrisiko i andre kraftprisavtaler kan føre til at disse kundene holder seg til ”Standard variabel kraftpris”. Både transaksjonskostnader og lærekostnader reflekterer sosiale kostnader ved bytte av kraftleverandør eller kraftprisavtale.[26]

Selv om kunden initialt er indifferent mellom ulike kraftleverandører, endrer det faktum at kunden konsumerer produktet til en av leverandørene i markedet kundens relative nytte av produktene. Å skifte til billigste landsdekkende kraftleverandør representerer en psykologisk kostnad, fordi kundene har sterkere preferanser for nåværende kraftleverandør. Kundene må ta stilling til pris i en rekke markeder. Dette krever tid og ressurser. Leverandørskifteundersøkelsen utarbeidet av NVE viser at omlag 78 200 husholdningskunder skiftet kraftleverandør i 1.kvartal 2006. Til sammenligning skiftet omkring 150 000 husholdningskunder kraftleverandør 1.kvartal 2003 da oppmerksomheten omkring kraftprisene var stor.

[26] Også kraftleverandører har byttekostnader. Det kan for eksempel være transaksjonskostnader ved etablering av kundekonto, eller lærekostnader knyttet til håndtering av økt antall kunder.

Generelt er det forventet at prisene er høyere i markeder med byttekostnader enn i fravær av byttekostnader. En modell viser at kraftleverandørene vil tjene på å utnytte allerede innelåste kunder framfor å senke prisene for å tiltrekke seg en større del av markedet.[27] Anta at prisdiskriminering mellom kunder er umulig og at kundene har rasjonelle forventninger. Kraftleverandørene møter en avveining mellom insentivet til å sette høye priser for å utnytte allerede innelåste kunder, og ønske om å sette lave priser for å tiltrekke seg nye kunder som vil være verdifulle i framtiden. Insentivet til å sette høye priser for å utnytte allerede innelåste kunder i dag er forventet å dominere over insentivet til å sette lave priser for å få økt profitt i framtiden. To forhold skiller prisene i sluttbrukermarkedet fra ellers identiske markeder uten byttekostnader. For det første er kundene delvis låst til kraftprisavtalen de har med sin eksisterende kraftleverandør. Dersom kraftleverandørene kun er opptatt av profitten i dag, vil leverandørene sette høyere priser enn i fravær av byttekostnader for å utnytte allerede innelåste kunder. For det andre vil kraftleverandørene innse at lavere priser i dag gir økt markedsandeler og dermed økt profitt i framtiden.

I sluttbrukermarkedet er det et relativt stort antall kraftleverandører med ulike markedsandeler. Dette svekker kraftleverandørenes evne til å sette høyere priser enn i fravær av byttekostnader. Typisk vil det være slik at små kraftleverandører har lite å tape, men mye å vinne på priskutt. Dermed presses prisene ned. Dominerende kraftleverandører tjener relativt sett mer på å sette høye priser for å utnytte etablerte kunder i dag enn på å sette lave priser for å tiltrekke seg nye kunder. Dermed selger dominerende leverandører til færre nye sluttbrukere, og vil få mindre markedsandeler på sikt.

Etterspørselen i markeder med byttekostnader er mindre elastisk enn i tilsvarende markedet uten byttekostnader. Kundene innser at de gjennom byttekostnader delvis låses til leverandøren. Priskutt i dag betyr høyere priser i framtiden. Derfor er kundene mindre opptatt av dagens priser, og mer opptatt av varige kjennetegn ved produktene enn i fravær av byttekostnader. Leverandørene kan sette opp prisene i dag uten å miste like mange kunder som dersom etterspørselen var perfekt elastisk. Svakere respons i etterspørselen ved priskutt gir kraftleverandørene et insentiv til å øke prisene. Markedsandelen faller derfor mindre ved prisøkning enn dersom kundene kostnadsfritt kunne bytte leverandør. Gevinsten i form av økt profitt på kort sikt ved å utnytte allerede innelåste kunder gjennom høye priser er forventet å dominere over insentivet til å sette lave priser for å tiltrekke seg nye kunder for å få økt profitt i framtiden.

2.2.3 Analyse av kraftprisavtaler

Forbruket av elektrisk energi varierer kraftig i løpet av året. I denne sammenligningen av ”Standard variabel kraftpris” og ”Markedskraft” er prisene veid med forbruksprofilen til husholdningskundene. Når faktisk forbruksprofil svinger, vil en sammenligning av

[27] Modellen er basert på Paul Klemperers (1995) artikkel ”Competition when consumers have switching costs: An overview with applications to industrial organization, macroeconomics and international trade” publisert i *The review of economic studies* 62, 515-539.

kraftprisavtaler basert på flat forbruksprofil gi et skjevt bilde av hvor prisgunstig ulike kraftprisavtaler er.[28]

Tabell 1 viser eksempler fra den forbruksveide sammenligningen av "Standard variabel kraftpris" og "Markedskraft" i perioden 1999 til 2004. Prisforskjellene varierer fra år til år, men "Markedskraft" gjør det bedre enn "Standard variabel kraftpris" over tid. Hos en av leverandørene i utvalget betalte kunder med "Standard variabel kraftpris" 13 prosent mer enn kunder med "Markedskraft" i den aktuelle perioden.

Tabell 1: Eksempler på forbruksveide priser eksklusive avgifter og nettleie, inklusive fastbeløp, ved 20 000 kWh etter kraftprisavtale 1999-2004, NOK. Kilder: KT, Nord Pool og BKK.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Totalt
Fjordkraft AS:							
Standard variabel kraftpris	2773	2639	4294	5467	9150	6374	30698
Markedskraft	2653	2440	4364	5051	6874	5444	26827
Differanse	120	199	-70	416	2276	930	3871
Lyse AS:							
Standard variabel kraftpris	2923	2725	4118	4197	7580	5493	27035
Markedskraft	2677	2464	4156	4843	6666	5236	26042
Differanse	246	261	-38	-646	914	257	993
Ustekveikja Energi AS:							
Standard variabel kraftpris	2724	2581	3874	3838	7432	5319	25768
Markedskraft	2617	2404	4095	4782	6605	5175	25678
Differanse	107	176	-221	-944	827	144	90
Uveid gjennomsnitt[29]							
Standard variabel kraftpris	2911	2763	4205	4308	7843	5642	27671
Markedskraft	2730	2540	4245	4944	6771	5333	26562
Differanse	181	222	-40	-635	1072	309	1109

Kunder med "Standard variabel kraftpris" var i liten grad skjermet mot den kraftige spotprisøkningen vinteren 2002-2003. Husholdningskundene kom bedre ut med "Markedskraft" enn "Standard variabel kraftpris" hos de fleste kraftleverandørene i utvalget. Hos enkelte leverandører gav spotpriskontrakten opp mot 25 prosent lavere priser enn "Standard variabel kraftpris" i 2003. Den forbruksveide analysen tyder på at kraftleverandørene prisdiskriminerer mot kunder med "Standard variabel kraftpris". Ved å la være å bytte kontrakt gir disse kundene uttrykk for at de er lite prissensitive. Det må være fristende for kraftleverandørene å utnytte denne informasjonen til å sette høyere priser.

[28] Prisene er veid med justert innmatningsprofil fra BKK Nett AS. Private sluttbrukere måler strømforbruket gjennom manuell måleravlesning 1 til 12 ganger årlig avhengig av nettområde og totalt forbruk. Ved hjelp av justert innmatningsprofil er det mulig å skille forbruket til private kunder fra det timemålte forbruket til større forbrukere i samme nettområde.

[29] Det er ikke tatt høyde for at kraftleverandørene i utvalget har ulike markedsandeler.

2.2.4 Regresjonsanalyse av prisen i ”Standard variabel kraftpris” mot spotpris

For å forklare hvorfor ”Standard variabel kraftpris” gir høyere priser enn ”Markedskraft” over tid settes det fokus på kraftleverandørenes respons på endringer i spotprisen på Nord Pool Spot. Hvor mye setter kraftleverandørene opp prisen når spotprisen øker? Er prisjusteringen identisk når spotprisen faller? I motsetning til spotpriskontrakten der prisen følger spotprisen med et marginalt påslag, kan kraftleverandørene påvirke prisene i ”Standard variabel kraftpris” direkte. Prisdata for regresjonsanalysen er hentet fra Konkurransetilsynet, BKK Nett AS og Nord Pool.[30]

2.2.4.1 Modellspesifikasjon

For å teste om prisen i ”Standard variabel kraftpris” er mer sensitiv for spotprisoppgang enn spotprisnedgang er et interaksjonsledd mellom de to forklaringsvariablene spotpris og spotprisoppgang inkludert i regresjonsmodellen. Interaksjonsleddet fanger opp effekter av endringer i spotprisen. Tolkningen av interaksjonsleddet står derfor sentralt i analysen.

I modell (1) er spotpris, spotprisoppgang, interaksjonsleddet mellom disse, samt trendvariabler inkludert som forklaringsvariabler:

$$p_{it} = \alpha_i + \beta_1 sp_t + \beta_2 sp_t^2 + \beta_3 opp_t + \beta_4 (sp_t \cdot opp_t) + \beta_5 t + \beta_6 t^2 + \varepsilon_{it} \qquad (1)$$

Avhengig variabel, p_{it}, er prisen til kraftleverandør i for periode t. Det bedriftspesifikke konstantleddet, α_i, innholder uobserverte effekter som er karakteristisk for leverandør i.[31] Spotprisen på Nord Pool Spot i periode t er gitt ved sp_t. Dummyvariabelen, opp_t, identifiserer endringer i spotprisen ved å skille spotprisoppgang fra spotprisnedgang. Dersom spotprisen øker i periode t, tar opp_t verdi lik 1. Faller spotprisen i periode t, tar opp_t verdi lik 0. Interaksjonsleddet, ($sp_t \cdot opp_t$), kobler dummyvariabelen med den kontinuerlige variabelen spotpris. Interaksjonsleddet differensierer derfor effektene av opp- og nedgang i spotprisen. Koeffisienten til interaksjonsleddet måler i hvilken grad effekten av spotprisoppgang er forskjellig fra spotprisnedgang. Det er derfor kombinasjonen av spotpris, spotprisoppgang og interaksjonsleddet mellom disse som tester om prisen i ”Standard variabel kraftpris” er mer sensitiv for spotprisoppgang enn spotprisnedgang. Tidstrenden, t, kontrollerer for om p_{it} vokser eller minker med β_5 over tid. Generelt fanger trendvariabler opp endringer i avhengig variabel over tid som ikke blir forklart av de andre uavhengige variablene i modellen. Stokastisk feilledd for leverandør i for periode t er gitt ved ε_{it}.

[30] Prisene er uten avgifter, nettleie og eventuelle fastbeløp. Et mulig problem med å sammenligne priser uten fastbeløp er at leverandører med fastbeløp kan ha lavere marginer enn leverandører uten fastbeløp. Videre er prisene justert fram to uker for å være i takt med leverandørenes varsling av prisendringer. For å fokusere på langsiktige trender i kraftmarkedet er det korrigert for tilbudssidesjokket vinteren 2002-03.

[31] Administrasjonskostnader, elspotområde og bedriftsledelse er eksempler på bedriftspesifikk uobservert heterogenitet som antas å være mer eller mindre konstant over tid, og som kan tenkes å påvirke prisen i ”Standard variabel kraftpris”.

Tabell 2: Regresjon av prisen i "Standard variabel kraftpris" 1999-2005. Avhengig variabel: Pris. Kilder: Nord Pool, BKK Nett AS og KT

Uavhengig variabel	Koeffisient	Standardfeil	t-verdi	P>|t|
Konstantledd	5,0046	0,1626	30,78	0,000
Spotpris	0,7190	0,0200	35,87	0,000
Kvadrert spotpris	0,0052	0,0005	9,89	0,000
Oppgang	0,5891	0,1351	4,36	0,000
Spotpris-oppgang	-0,1546	0,0071	-21,88	0,000
Tidstrend	0,0169	0,0011	15,33	0,000
Kvadrert tidstrend	-2,79e-05	2,94e-06	-9,48	0,000

Tabell 2 viser regresjonsresultatet for modell (1). Alle inkluderte forklaringsvariabler er sterkt signifikante. Avhengig variabel, p_{it}, er derfor relatert til forklaringsvariablene i modell (1) på en deterministisk måte.[32] Konstantleddet viser at kraftleverandørene i utvalget har en gjennomsnittlig margin over spotpris på 5,01 øre/kWh. Partialeffekten av spotpris er gitt ved:

$$\frac{\partial p_{it}}{\partial sp_t} = \beta_1 + 2\beta_2 s\overline{p} + \beta_4 opp_t = \begin{cases} \beta_1 + 2\beta_2 s\overline{p} + \beta_4 & \text{hvis } opp_t = 1 \text{ og hvis } opp_t = 0 \\ \beta_1 + 2\beta_2 s\overline{p} \end{cases}$$

Gjennomsnittlig spotpris, $s\overline{p}$, for perioden 1999-2005 er 17,81 øre/kWh. Ved spotprisoppgang vil en økning i spotprisen på 1 øre/kWh føre til at prisen i "Standard variabel kraftpris" øker med 0,75 øre/kWh. Ved spotprisnedgang vil en reduksjon i spotprisen på 1 øre/kWh føre til at kraftleverandørene reduserer prisen med 0,90 øre/kWh. Dette tyder på at prisen i "Standard variabel kraftpris" er mindre elastisk for spotprisoppgang enn spotprisnedgang.[33] Partialeffekten av dummyvariabelen oppgang er gitt ved:

$$\frac{\partial p_{it}}{\partial opp_t} = \beta_3 + \beta_4 s\overline{p}$$

Partialeffekten av opp_t avhenger av nivået til forklaringsvariablene oppgang og interaksjonsledd samt gjennomsnittlig spotpris. Partialeffekten av oppgang uttrykker forholdet mellom kraftleverandørenes justering av prisen ved spotprisoppgang og spotprisnedgang. Partialeffekten av dummyvariabelen er lik -2,17 øre/kWh. Det betyr at prisen øker med 2,17 øre/kWh mindre ved spotprisoppgang på 1 øre/kWh enn den faller ved en tilsvarende spotprisnedgang. Regresjonsanalysen viser at kraftleverandørene har

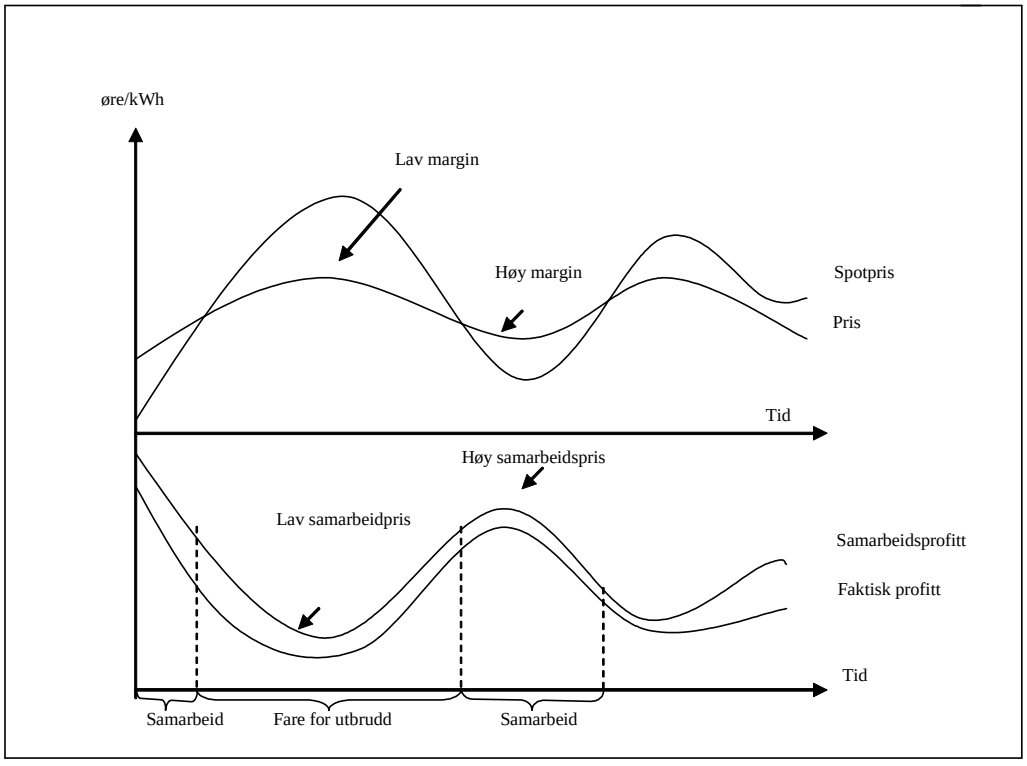
[32] Nullhypotesen er at forklaringsvariablene er uten partialeffekt på avhengig variabel. Dersom absoluttverdien av t-verdien er større enn kritisk verdi, forkastes nullhypotesen. Det minste signifikansnivået nullhypotesen kan forkastes til er gitt ved p-verdien. P-verdien er sannsynligheten for å observere en så ekstrem t-verdi at nullhypotesen må forkastes. Til signifikansnivå lik 0,05 forkastes nullhypotesen dersom p-verdien er mindre enn 0,05.

[33] Dersom annenhver uke i datasettet fjernes, kan det være med på å bryte opp eventuell autokorrelasjon mellom feilledd i ulike perioder. Koeffisientene er uendret. Heller ikke ved å ta 1.differansen endres fortegn og størrelse ved koeffisientene.

positiv margin over spotpris. Prisen i ”Standard variabel kraftpris” er mindre sensitiv for spotprisoppgang enn spotprisnedgang.

2.2.4.2 Tolkning av regresjonsresultat

Figur 1 viser at ”Standard variabel kraftpris” glatter ut svingninger i spotprisen. Kraftleverandørene har lav margin i perioder med høy spotpris, og høy margin i perioder med lav spotpris. I figuren illustrerer faktisk profitt profittnivå uten et eventuelt prissamarbeid. I faser med lav samarbeidsprofitt er kostnad av priskrig lav. Kraftleverandørene vil tape lite på å bryte ut av samarbeidet. Faktisk profitt øker i periodene etter utbrudd. Gitt at kraftleverandørene neddiskonterer framtidig profitt, taper kraftleverandørene derfor relativt lite på å bryte ut på dette tidspunktet. For å motvirke gevinsten ved utbrudd må kraftleverandørene sette ned en eventuell samarbeidspris. Etter hvert som spotprisen faller, og markedet går over i oppgang, vil kostnaden av priskrig øke. Det fører til at kraftleverandørene igjen kan sette opp en eventuell samarbeidspris. Kraftleverandørene har mer igjen for et prissamarbeid i oppgangsperioder enn i nedgangsperioder. Kostnad av priskrig øker, ettersom profittnivået i markedet øker.



Figur 1: Avveining mellom samarbeid og utbrudd etter svingninger i spotpris.

Regresjonsanalysen av prisen i ”Standard variabel kraftpris” mot spotprisen på Nord Pool Spot kan derfor tyde på at en eventuell samarbeidspris i sluttbrukermarkedet beveger seg medsyklisk. Når kraftleverandørene øker marginen i perioder med høyt profittnivå (lav spotpris), og reduserer marginen i perioder med lavt profittnivå (høy spotpris), kan dette tolkes som at en eventuell samarbeidspris øker i perioder med høyt profittnivå, og faller i perioder med lavt profittnivå.

2.2.5 Konklusjon

Energiforbruket til norske husholdningskunder svinger kraftig over året. Kontrollert for forbruksprofil viser kontraktsammenligningen at ”Markedskraft” gav lavere priser enn ”Standard variabel kraftpris” i den aktuelle perioden. Flertallet av husholdningskundene holder seg til ”Standard variabel kraftpris” til tross for at spotpriskontrakten hittil har vist seg å gi lavere priser over tid. I enkelte perioder kan derimot ”Markedskraft” gi høyere priser enn flytende kraftpris. For eksempel ga ”Markedskraft” høyere priser enn ”Standard variabel kraftpris” i 1. kvartal 2006.

En mulig forklaring på hvorfor husholdningskundene holder seg til ”Standard variabel kraftpris” er eksistens av byttekostnader i sluttbrukermarkedet. Gjennom byttekostnader låses kundene delvis til kraftprisavtale med sin eksisterende kraftleverandør. Leverandørene må balansere mellom høye priser for å utnytte mer eller mindre innelåste kunder og lave priser for å tiltrekke seg nye kunder som vil gi økt profitt i framtiden. Gitt at kraftleverandørene neddiskonterer framtidig profitt vil kraftleverandørene sette høyere priser enn i fravær av byttekostnader for å tjene mest mulig på allerede innelåste kunder. Leverandører med relativt store markedsandeler har et sterkere insentiv til å sette høye priser for å utnytte kundene i dag framfor lave priser for å få flere kunder og økt profitt i framtiden sammenlignet med mindre kraftleverandører. Det er derfor forventet at dominerende kraftleverandører vil få færre nye kunder og dermed mindre markedsandeler på sikt til fordel for mindre kraftleverandører. Generelt sett bør omfanget av aktiviteter som øker byttekostnader i sluttbrukermarkedet begrenses. Samtidig bør det stimuleres til aktiviteter som reduserer byttekostnader.

Gjennom stilltiende prissamarbeid kan leverandører av ”Standard variabel kraftpris” være i stand til å heve pris over marginalkostnad. Når leverandørene vurderer å underkutte en gitt pris, møter de en avveining mellom gevinsten av økt profitt på kort sikt, og faren for langvarig priskrig. Når spotprisen på Nord Pool Spot svinger, endres forholdet mellom kortsiktig fristelse til å avvike fra samarbeid og langsiktig kostnad av priskrig. For å balansere disse to effektene må kraftleverandørene justere en eventuell samarbeidspris. Regresjonsanalysen av prisen i ”Standard variabel kraftpris” mot spotprisen på Nord Pool viser at kraftleverandørene har lav margin i faser med høy spotpris, og høy margin i faser med lav spotpris. Dette kan tolkes som at en mulig samarbeidspris er lav i faser med lavt profittnivå, og høy i faser med høyt profittnivå. Empirisk kan det derfor se ut som om at en mulig samarbeidspris i sluttbrukermarkedet er medsyklisk. Imperfekt konkurranse mellom kraftleverandører, som følge av byttekostnader og stilltiende prissamarbeid, vil kunne gjøre kraftleverandørene i stand til å heve prisene i sluttbrukermarkedet.

2.2.6 Referanser

Bagwell, Kyle og Staiger, Robert. 1997. Collusion over the business cycle. *RAND Journal of Economics* 28, 82-106.

Fløtre, Kari Margrethe. 2005. Priser og kontrakter fra ulike kraftleverandører. Teoretisk og empirisk analyse. Masteroppgave i samfunnsøkonomi Universitetet i Bergen.

Klemperer, Paul. 1995. Competition when consumers have switching costs: An overview with applications to industrial organization, macroeconomics and international trade. *The review of economic studies* 62, 515-539.

NVE. 2006. Leverandørskifteundersøkelsen for 4. kvartal 2005. NVE-Rapport.

Verbeek, Marno. 2004. *A guide to modern econometrics*. Chichester: John Wiley and Sons, andre utgave.

2.3 Kraftmarkedets reaksjon på nedbørssvikten vinteren 2006

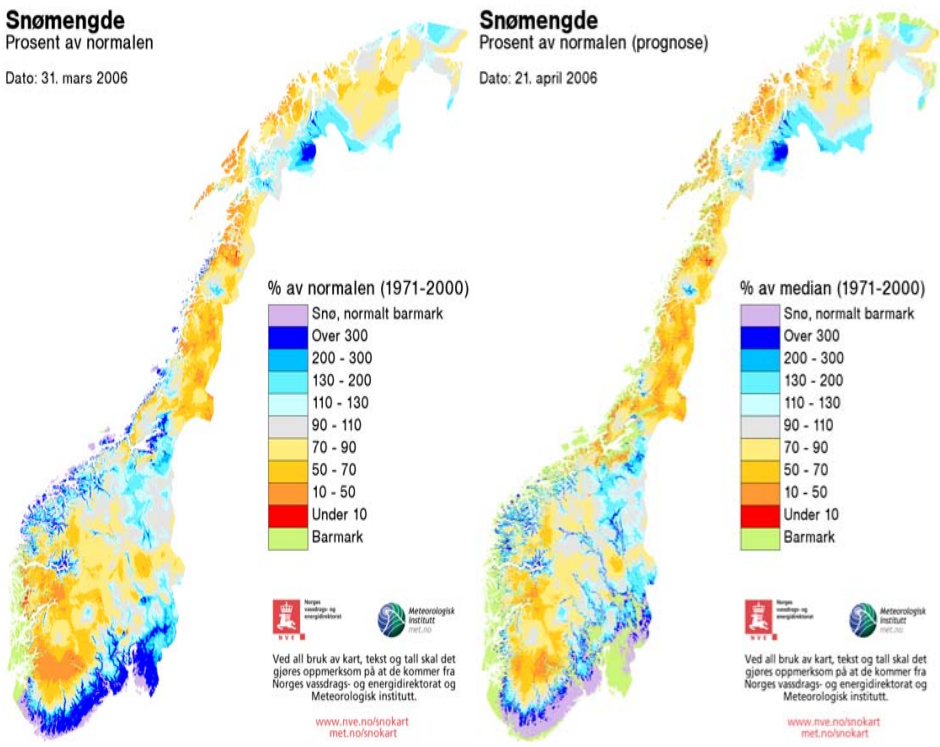
Av Erik Holmqvist, Hydrologisk avdeling og Tor Arnt Johnsen, Energi- og markedsavdelingen

Vinteren 2006 har det kommet betraktelig mindre nedbør enn normalt, og det er nå i underkant av 80 prosent av normale snømengder for årstiden. Omregnet i energi tilsvarer dette et underskudd på drøyt 10 TWh. Underskuddet av snø vil gi lavere enn normale tilsig i snøsmeltingsperioden. Vi analyserer snø- og tilsigssituasjonen fremover, og vi studerer hvordan disse fundamentale forholdene påvirker situasjonen i kraftmarkedet.

2.3.1 Snøsituasjonen våren 2006

Vinteren 2006 har det kommet betraktelig mindre nedbør enn normalt. Snøsituasjonen i Norge i slutten av mars og april er illustrert i figur 1.

Figur 1 Snømengde pr. 31. mars og 21. april 2006 i prosent av median for perioden 1971 -2000. Kilde: NVE og met.no.

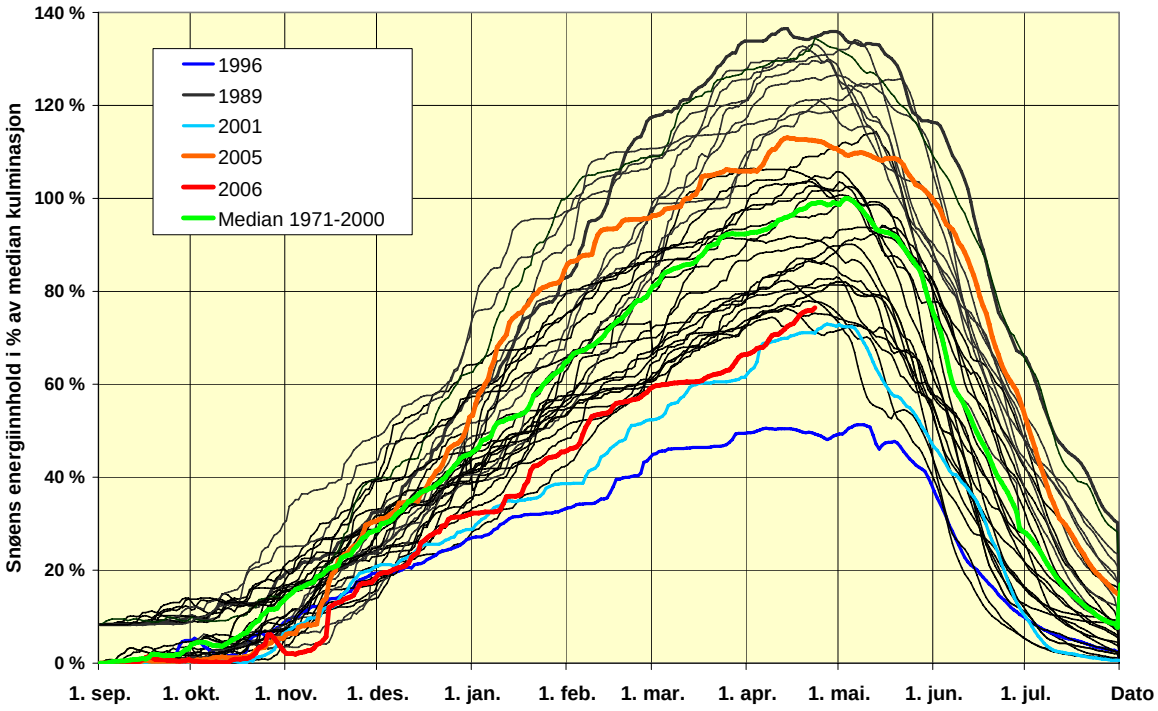


Det er store regionale forskjeller, og det er mindre snø enn normalt i store deler av fjellet i Sør-Norge og fra Nord-Trøndelag og nordover. Nord på Østlandet, på Nord-Vestlandet og sør i Trøndelag er det normale eller noe over normale snømengder. For de norske vannkraftmagasinene gir snøkartet i underkant av 80 prosent av normale snømengder for årstiden. Omregnet i energi tilsvarer dette et underskudd på drøyt 10 TWh.

Snøsituasjonen er dermed bedre enn ved utgangen av første kvartal. Det skyldes først og fremst at det har kommet en del nedbør i fjellet i Sør-Norge i april, samtidig som det har vært begrenset smelting.

Utviklingen av snømagasinet gjennom alle vintre fra 1971 til 2006 er vist i figur 2. I denne perioden er det vinteren 1996 som hadde minst snø. Årets snømagasin er på linje med det som ble observert i 2001.

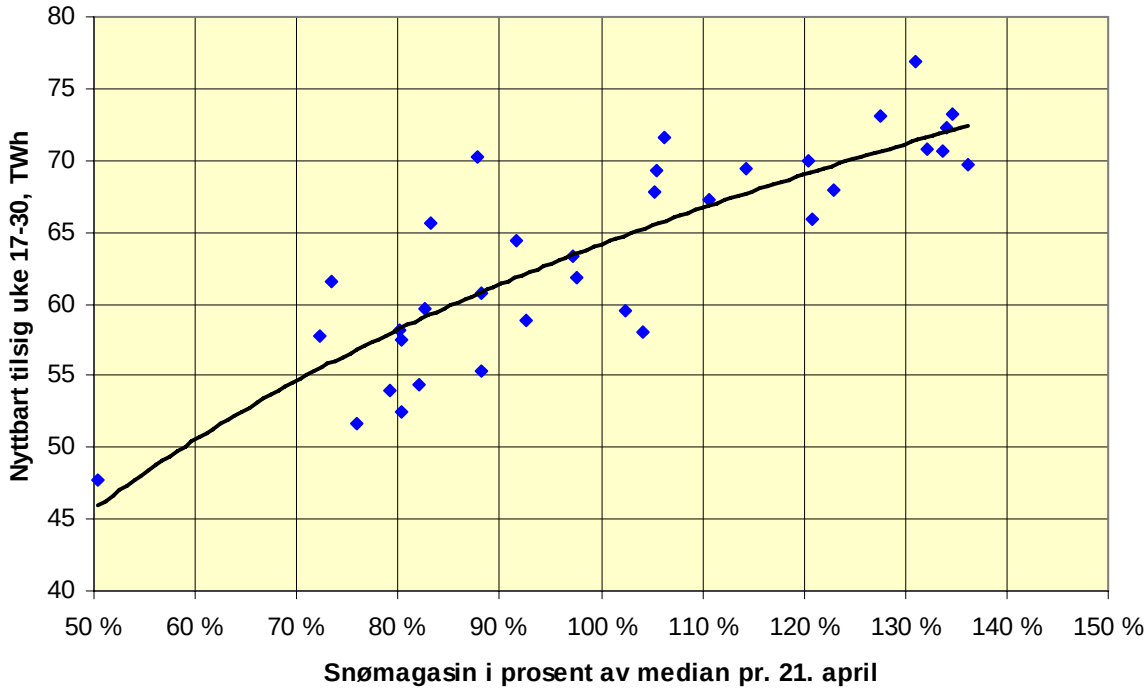
Figur 2 Utviklingen av snømagasinet for de norske vannkraftmagasinene i årene 1971-2006. 100 prosent tilsvarer mediankurvens maksimumsverdi. Årets data er vist med fet rød strek. Kilde: NVE



2.3.2 Forventet tilsig sommeren 2006

Tilsiget til kraftmagasinene gjennom sommeren bestemmes av snømagasinet ved inngangen til sommeren og smelting og nedbør (hovedsakelig regn) gjennom sommeren. Vi har gjennomført en korrelasjonsanalyse mellom snømagasin pr 21. april og nyttbart tilsig for uke 17 til og med uke 30 for alle år fra 1971 til og med 2005, se figur 3. Det er god sammenheng mellom snømagasinet mot slutten av april og forventet tilsig i løpet av smeltesesongen, og korrelasjonskoeffisienten er 0,71. Andre forhold som har betydning for det nyttbare tilsiget fremover er om det er fuktigere/tørrere i bakken enn normalt (mark- og grunnvann) og fyllingsgraden i de ulike kraftmagasinene.

Figur 3 Snømagasin i prosent av median pr. 21. april mot sum nyttbart tilsig uke 17 til uke 30 for årene 1971 til 2005. Kilde: NVE

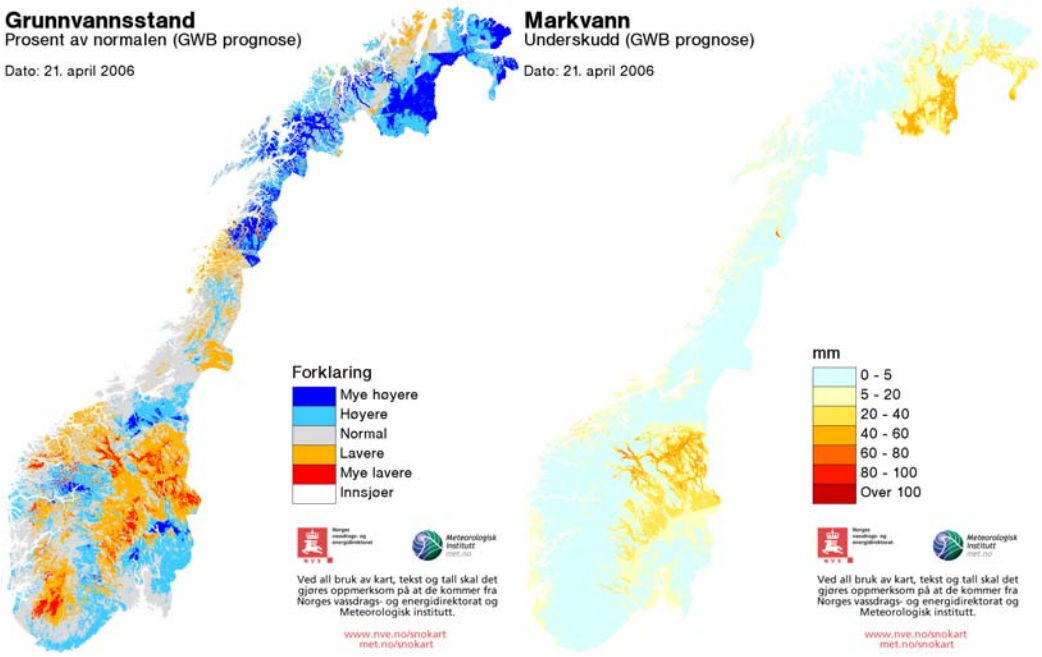


Analysen gir et forventet nyttbart tilsig som er 5 - 10 TWh mindre enn normalt fra slutten av april til utgangen av juli 2006. Det er da antatt en normal værutvikling videre utover våren og sommeren. Midlere tilsig for denne perioden er 63 TWh. Med svært fuktig vær videre vil det nyttbare tilsig kunne bli omkring normalt, mens med mindre nedbør enn normalen vil underskuddet kunne bli 10 – 15 TWh.

Det er flere årsaker til at det ikke forventes like stort underskudd i nyttbart tilsig som det underskuddet vi nå har i snømagasinet. For det første forventes flomtapet å bli mindre enn normalt når det er lite snø. Samtidig er magasinfyllingen i april i år også lavere enn normalt. Dette tilsier igjen at en større andel enn normalt av tilsiget vil kunne bli nyttet til kraftproduksjon.

Dessuten var høsten 2005 svært mild i store deler av landet, noe som blant annet ga regn i fjellet i Sør-Norge til langt utpå høsten. Dette har bidratt til at snømagasinet er mindre enn normalt, men samtidig vil en mindre del av årets snøsmelting gå til oppfylling av mark-/grunnvann, se figur 4. Vi har få målepunkter for mark- og grunnvann, og derfor er en vurdering av disse faktorenes virkning på tilsiget i stor grad avhengig av modellsimuleringer. Foreløpig har vi imidlertid begrenset erfaring med slike landsdekkende beregninger, men dette er et arbeid som er under utvikling i NVE.

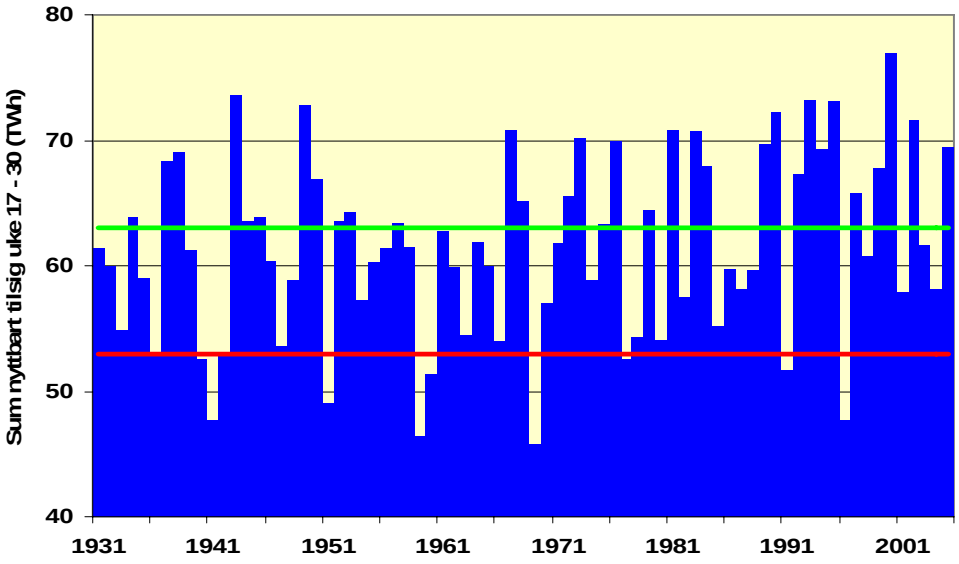
Figur 4 Beregnet grunnvannstand i prosent av normalen og beregnet markvannsunderskudd i mm pr 21. april 2006. Kilde: NVE



2.3.2.1 Historiske variasjoner i tilsiget i snøsmeltingsperioden

Figur 5 viser nyttbart tilsig for uke 17-30 for alle år fra 1931-2005. Midlere nyttbart tilsig (1970-99) for uke 17 til uke 30 er 63 TWh.

Figur 5 Sum nyttbart tilsig i uke 17 til 30 fra 1931 til og med 2005. Gjennomsnittet for perioden 1970-99 (63 TWh) er markert med grønn strek, mens et avvik på 10 TWh mindre enn normalt er markert med rød strek. Kilde: NVE og Nord Pool



Siden 1931 har beregnet nyttbart tilsig disse ukene vært 10 til 17 TWh mindre enn normalt 9 ganger. Sist var i 1996 da tilsiget var 48 TWh, eller 15 TWh mindre enn normalt. Som figur 2 viser er det vesentlig mer snø i år enn det vi hadde i 1996.

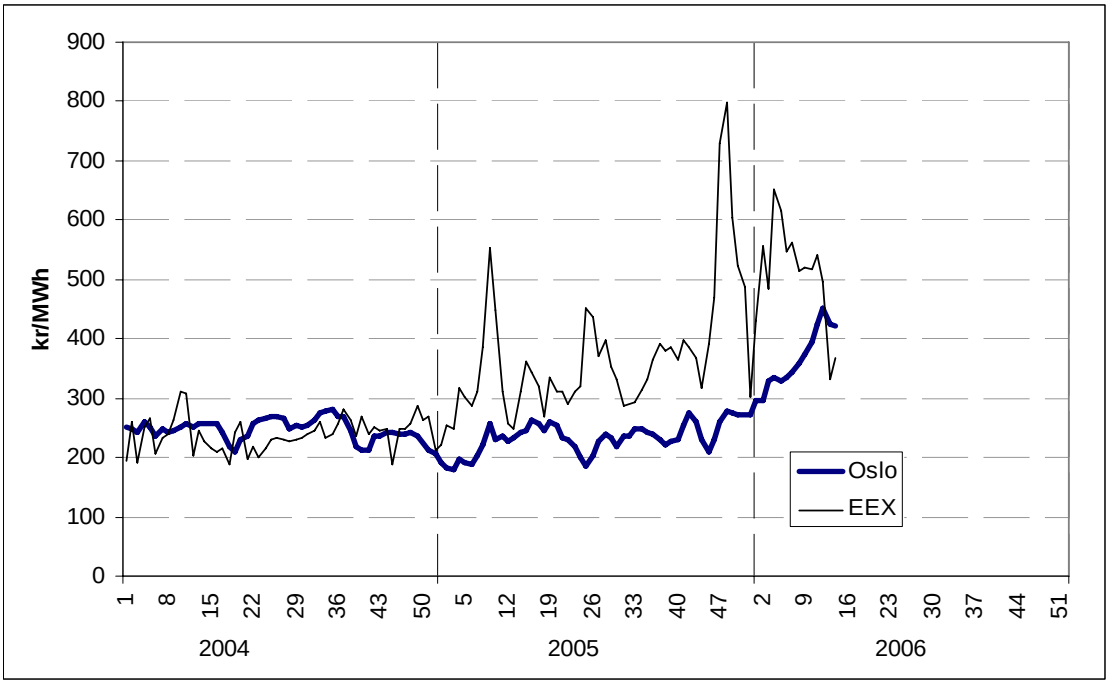
I årene 1980, 1991, 2001 og 2003 da snømagasinet i slutten av april var av samme størrelsesorden som i år, ble tilsiget i løpet av våren/sommeren (uke 17-30) henholdsvis 54, 52 og 62 TWh eller fra 1 til 11 TWh mindre enn normalt. Forventet tilsig våren/sommeren 2006 ligger dermed godt innenfor naturlig variasjon basert på historiske data.

2.3.1 Markedets tilpasning til ressurssituasjonen – økt kraftpris

De tyske prisene økte med 50 prosent fra 2004 til 2005 hovedsakelig som følge av at brenselprisene på innsatsfaktorer som olje, gass og kull økte. I tillegg har innføringen av kvotesystemet for CO_2 bidratt til økt kostnad for kraftprodusentene med slike utslipp. De norske prisene falt i samme periode. Prisnedgangen i Norden skyldtes mye snø og store tilsig i Norge og Sverige vintersesongen 2004/2005. Norge har i 2005 og starten av 2006 hatt lavere eller samme priser som resten av Norden. Norske (og nordiske) priser var frem til slutten av mars lavere enn kraftprisene i Tyskland. Fra uke 13 har imidlertid de nordiske kraftprisene vært høyere enn i Tyskland.

Utvekslingen med Tyskland er en viktig buffer for det nordiske kraftmarkedet. I 2005 som var et år med høye tilsig i Norden ble kapasiteten mellom Norden og Tyskland i hovedsak benyttet til nordisk eksport. I sum ble det dette året eksportert 13,8 TWh, mens importen var om lag 1,0 TWh. I 2004, da prisene var mer sammenfallende mellom Tyskland og Norden var det en nordisk eksport på 6,6 TWh, mens importen var 4,9 TWh. I år er det mindre snø og lavere tilsig, og for å muliggjøre import til Norden fra Tyskland var det nødvendig at prisdifferansen som vi har sett tidligere i vinter mellom disse markedene ble redusert. I starten av mai er det tilnærmet balanse mellom norske og tyske terminpriser fremover. For å få import av kraft til Norge og Norden må norske og nordiske spotpriser være høyere enn de tyske.

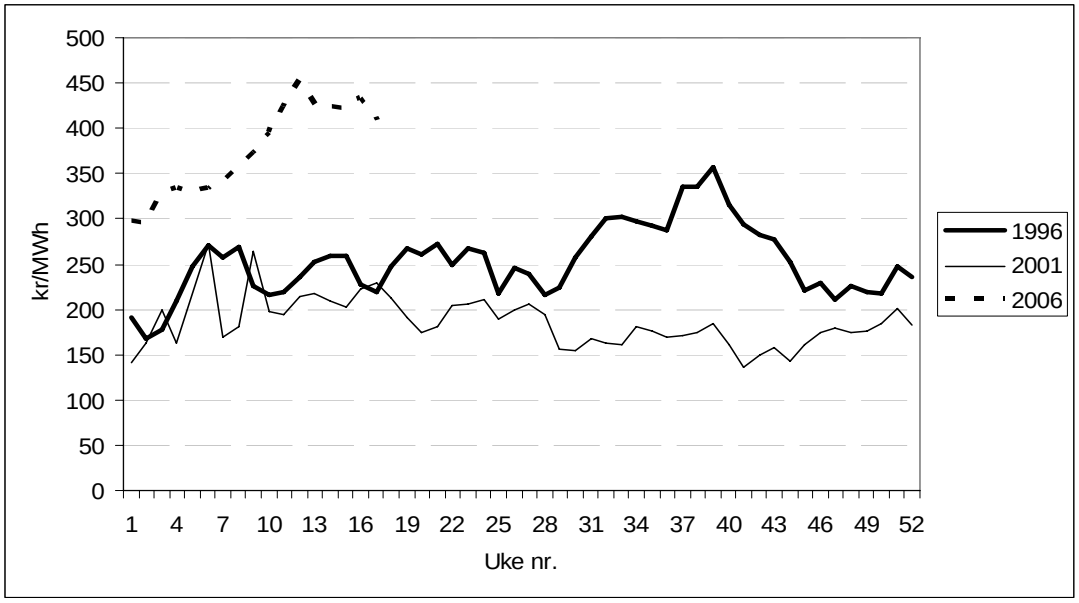
Figur 6 Spotpris elektrisk kraft 2004-2006, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og EEX



2.3.3.1 Erfaringer fra tilsvarende situasjoner

Årene 1996, 2001 og 2003 hadde lite snø i fjellet, jf figur 2. I 1996 var det betydelig mindre snø enn vi har i dag, mens det i 2001 og 2003 var snømengder omtrent som de vi har hatt i år. Vi skal i det følgende se nærmere på utviklingen i priser, vannmagasiner, forbruk og import i disse årene.

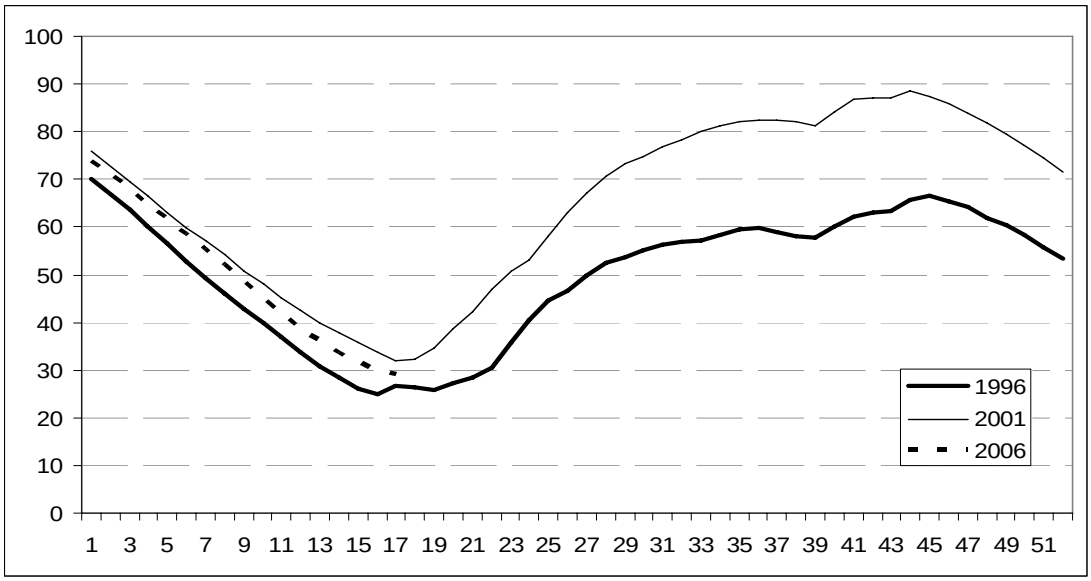
Figur 7 Spotpris elektrisk kraft 1996, 2001 og 2006, kr/MWh. Kilde: Nord Pool



Spotprisene er betydelig høyere i 2006 enn i 1996 og 2001. Det skyldes høyere produksjonskostnader for varmekraft og høyere tyske priser. Det høye prisnivået er dårlig nytt for norske forbrukere som denne gangen vil kunne måtte stå for en større andel av ressurstilgangen gjennom forbruksreduksjon. Det er forholdet mellom de nordiske og de tyske prisene som bestemmer importen, og med lavere internasjonale priser som i 1996 og 2001 kom importen lettere i gang på lavere prisnivåer, og det reduserte behovet for innenlandsk forbruksreduksjon.

Både på forbindelsene fra Danmark og Sverige inn til Sør-Norge har det i det siste vært overføringsbegrensninger. Mellom Jylland og Norge er for tiden den ene av de tre kablene ut av drift etter at det oppsto feil på en transformator på Sørlandet i slutten av januar. Dette medfører at kapasiteten på denne forbindelsen er halvert fra 1000 til 500 MW. Transformatoren er ikke ventet tilbake i drift før mot slutten av 2006. I en underskuddsperiode vil dette innebære betydelig redusert norsk import. En antatt norsk import i lavlastperiodene av uken, det vil si om lag 75 prosent av tiden og eksport i de resterende 25 prosent av tiden vil innebære at det i perioden mai til og med desember vil være et importbortfall på om lag 1,5 TWh. I tillegg har det i den senere tid vært redusert overføringskapasitet fra Sverige til Sør-Norge på grunn av kapasitetsproblemer i det svenske overføringsnettet. Begrensningene på denne overføringen er mer vanskelig å estimere ettersom kapasiteten på denne forbindelsen avhenger av lastforholdene i Sør-Sverige. Stort sett har imidlertid disse begrensningene gjort seg gjeldende i vintersesongen.

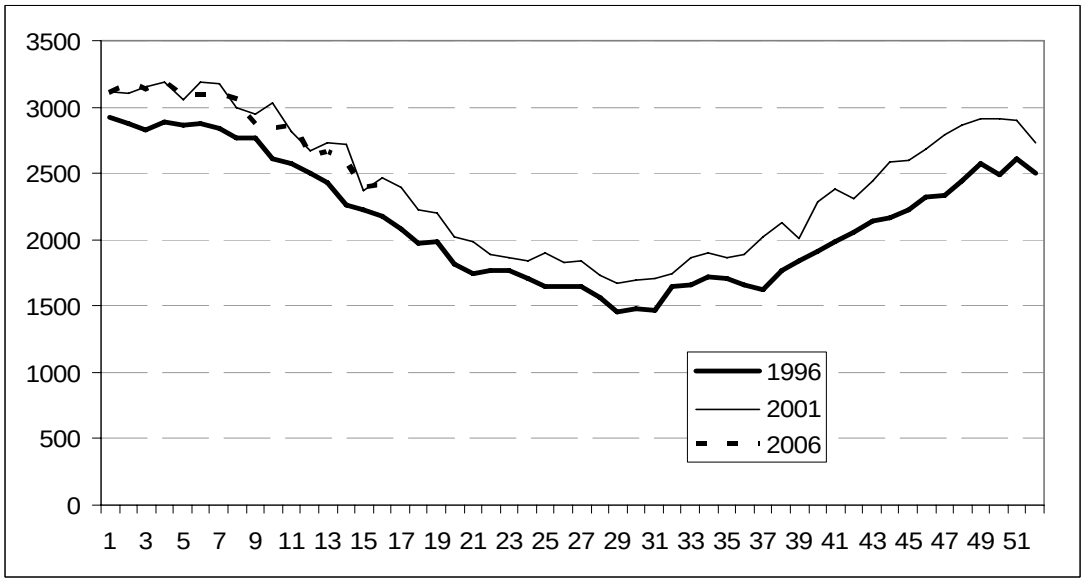
Figur 8 Norske vannmagasiners fyllingsgrad, 1996, 2001 og 2006, prosent. Kilde: NVE



Vannmagasinenes fyllingsgrad er nå høyere enn i 1996 og lavere enn i 2001.

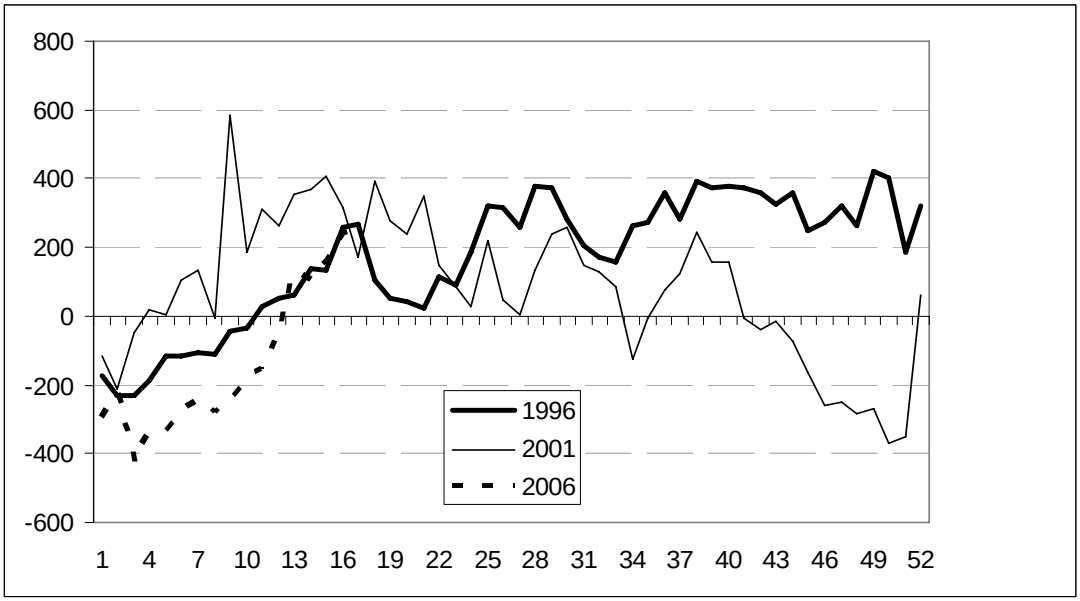
Hittil i 2006 er det samlede norske temperaturkorrigerte kraftforbruket 1,0 prosent lavere enn i 2001, se figur 9. Samtidig er gjennomsnittlig spotpris hittil i år over 80 prosent høyere enn spotprisen i samme periode i 2001. Det kan være en indikasjon på at den underliggende veksten i kraftetterspørselen dempes av økt pris.

Figur 9 Norsk temperaturkorrigert totalforbruk av elektrisk kraft 1996, 2001 og 2006, GWh/uke. Kilde: Nord Pool



Årene 1996, 2001 og 2006 har til felles at høsten før var preget av vått vær og høy magasinfylling. Forvinteren var derfor preget av høy produksjon og eksport. Både i 1996, 2001 og 2006 har lave snømagasiner gradvis gitt redusert eksport og overgang til import, jf. figur 10.

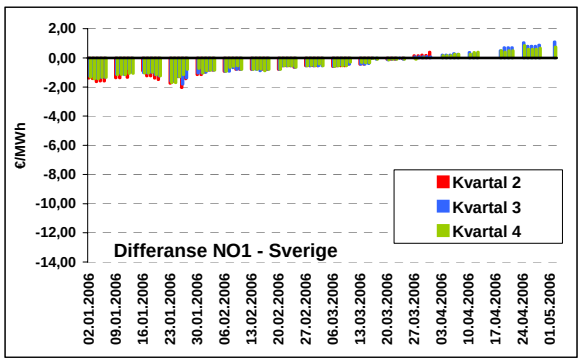
Figur 10 Norsk import av elektrisk kraft i 1996, 2001 og 2006. Kilde: Nord Pool

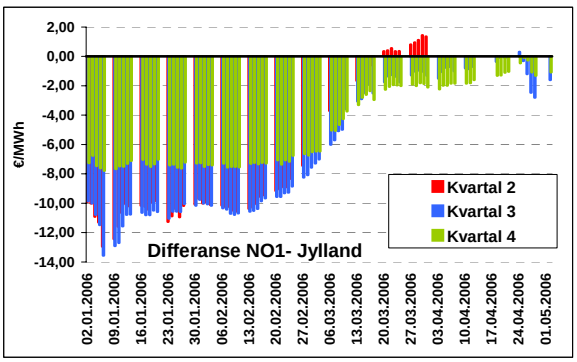


Kapasitetsbegrensningene på importforbinelsene til Norge er imidlertid kjent i markedet, og det er grunn til å anta at importmulighetene er tatt hensyn til av vannkraftprodusentene i deres vurdering av fremtidig verdi av lagret vann.

Prisene på terminkontraktene i Nord Pools finansielle kraftmarked der aktører kan sikre seg mot forskjeller mellom den nordiske systemprisen og de regionale områdeprisene (CfD-kontrakter), tydet ved inngangen til første kvartal på at elspotprisen i Sør-Norge (NO1) skulle fortsette å være lavere enn prisene i Sverige og Jylland. I løpet av kvartalet endret dette bildet seg, og i april tydet prisnoteringene for CfD-kontraktene på at prisen i Sør-Norge kan komme til å være høyere enn den nordiske systemprisen i tiden fremover. Om dette slår til vil det kunne bli høy import til NO1 i sommer. Lite nedbør i Norge utover vinteren har medført en justering av CfD-noteringene, og da kvartal 2 kontrakten gikk til levering i slutten av mars forventet markedet at prisene i NO1 ville bli høyere enn i Sverige og på Jylland.

Figur 11 Områdevis prisforskjell i Nord Pools terminmarked gjennom første kvartal 2006. Kilde: Nord Pool





2.3.2 Avsluttende merknader

Vinteren 2006 har det kommet betraktelig mindre nedbør enn normalt. Det er i underkant av 80 prosent av normale snømengder for årstiden. Omregnet i energi tilsvarer dette et underskudd på drøyt 10 TWh. For å få import av kraft til Norge og Norden må norske og nordiske spotpriser være høyere enn de tyske, og i starten av mai er det tilnærmet balanse mellom norske og tyske terminpriser fremover. Det ligger således godt til rette for import av elektrisk kraft til Norden og Norge i tiden fremover. I tillegg vil høye priser kunne dempe forbruket, og derved frigjøre kraft for fremtidig bruk.

2.4 Utnyttelsen av det nordiske overføringsnettet for elektrisk kraft i årene 2003-2006

Av Rådgiver Nils Spjeldnæs, Seksjon for kraftmarked

Transmisjonsnettet for elektrisk kraft spiller en viktig rolle i kraftmarkedet. Overføringsnettet knytter geografiske områder sammen og muliggjør kraftutveksling. Kraftutveksling bidrar til effektiv utnyttelse av produksjonssystemet og til å redusere prisforskjellene mellom områder med forskjellig produksjonssystem og ressurstilgang. Bygging av overføringsnett er imidlertid dyrt og tidkrevende, og i perioder vil ikke overføringsnettets kapasitet være stor nok til å oppfylle alle overføringsønsker. I slike perioder oppstår det flaskehalser i nettet og prisforskjeller mellom regioner.

2.4.1 Kraftprisforskjeller i Norden 2003-2006

Normalt blir hele den nominelle kapasiteten gitt til markedet (Nord Pool Spot) Det innebærer at flyten mellom de nordiske elspotområdene er en konsekvens av tilbud og etterspørsel i de respektive nordiske elspotområdene. Såfremt kapasiteten er tilstrekkelig i forhold til markedets behov for å utbalansere tilbud og etterspørsel vil det bli sammenfallende priser i Norden. I tilfeller der kapasiteten på overføringsforbindelsene er begrenset i forhold til de regionale signalene om ønsket import-/eksportbehov vil det oppstå med prisforskjeller mellom enkelte av elspotområdene.

Tabell 1 Omfanget av flaskehalser i Norden, 2003- 2005. Prosent. Kilde: Nord Pool og NVE

2003		NO1	NO2	SE	FI	DK1	DK2
		Lavere elspotpris enn:					
NO1	Høyere elspot-pris enn:		19	19	43	50	19
NO2		10		9	36	49	9
SE		8	2		29	45	1
FI		7	2	0		37	1
DK1		9	8	7	26		7
DK2		9	3	1	30	46	

2004		NO1	NO2	SE	FI	DK1	DK2
		Lavere elspotpris enn:					
NO1	Høyere elspot-pris enn:		28	34	52	29	33
NO2		15		27	49	33	28
SE		1	0		24	15	1
FI		1	0	0		13	1
DK1		12	22	26	44		25
DK2		4	5	5	27	17	

2005		NO1	NO2	SE	FI	DK1	DK2
		Lavere elspotpris enn:					
NO1	Høyere elspot-pris enn:		17	3	4	4	2
NO2		17		2	3	8	3
SE		18	17		1	6	0
FI		24	23	8		9	7
DK1		51	53	47	47		42
DK2		28	29	17	17	15	

Den nedbørsrike vinteren 2004/2005 og mye tilsig utover i 2005, førte til en god norsk ressursbeholdning, og tabell 1 viser at prisene i de to norske elspotområdene har vært lavere enn i de andre nordiske elspotområdene i store deler av året. Blant annet har det i mer enn halvparten av timene dette året vært høyere priser på Jylland/Fyn (DK1), enn i Sør-Norge (NO1) og Midt-/Nord-Norge (NO2). I 2003 og 2004 var det flere timer der de to norske elspotområdene ble skilt ut som egne prisområder med høyere priser enn i de tilgrensende elspotområdene.

Tabell 2 Omfanget av flaskehalser i Norden i første kvartal 2006. Prosent. Kilde: Nord Pool og NVE

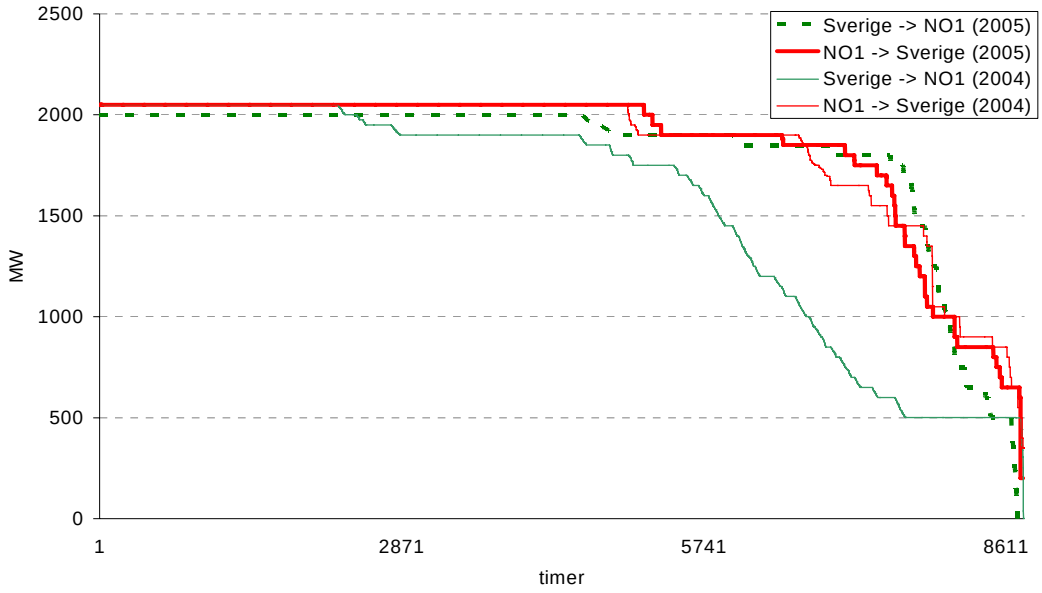
1. kvartal 2006		NO1	NO2	SE	FI	DK1	DK2
		Lavere elspotpris enn:					
NO1	Høyere elspot-pris enn:		14	8	8	19	6
NO2		11		0	0	22	2
SE		11	6		0	22	2
FI		19	16	10		29	10
DK1		22	26	21	20		11
DK2		26	26	22	21	39	

I første kvartal av 2006 har prisene i Sør-Norge vært høyere enn i Sverige i 8 prosent av tiden, høyere enn Midt- og Nord-Norge i 14 prosent av tiden, mens den i 19 prosent av kvartalets 2190 timer har vært høyere enn de sammenfallende timeprisene på Jylland. Videre fremgår det i tabellen over at det har vært flere timer der prisene i NO1 har vært lavere enn i Sverige og Jylland, henholdsvis 11 og 22 prosent av tiden. De fleste observasjonene av NO1 som separat prisområde med høyere priser enn tilgrensende elspotområder, stammer fra de siste ukene av kvartalet. I NO2 er utvekslingskapasiteten mot andre elspotområder større i forhold til de interne produksjons- og forbruksvolumene og prisene her har i større grad fulgt prisutviklingen i Sverige.

2.4.2 Overføringskapasitet og flaskehalser

Kapasiteten på overføringslinjene mellom de nordiske elspotområdene fastsettes av de nasjonale systemoperatørene (TSO) for hver enkelt time gjennom hele året. Kapasitetsfastsettelsen påvirker kraftprisforskjellene mellom de nordiske elspotområdene.

Figur 1 Tilgjengelig overføringskapasitet mellom Sør-Norge (NO1) og Sverige i 2004 og 2005. Kilde: Nord Pool

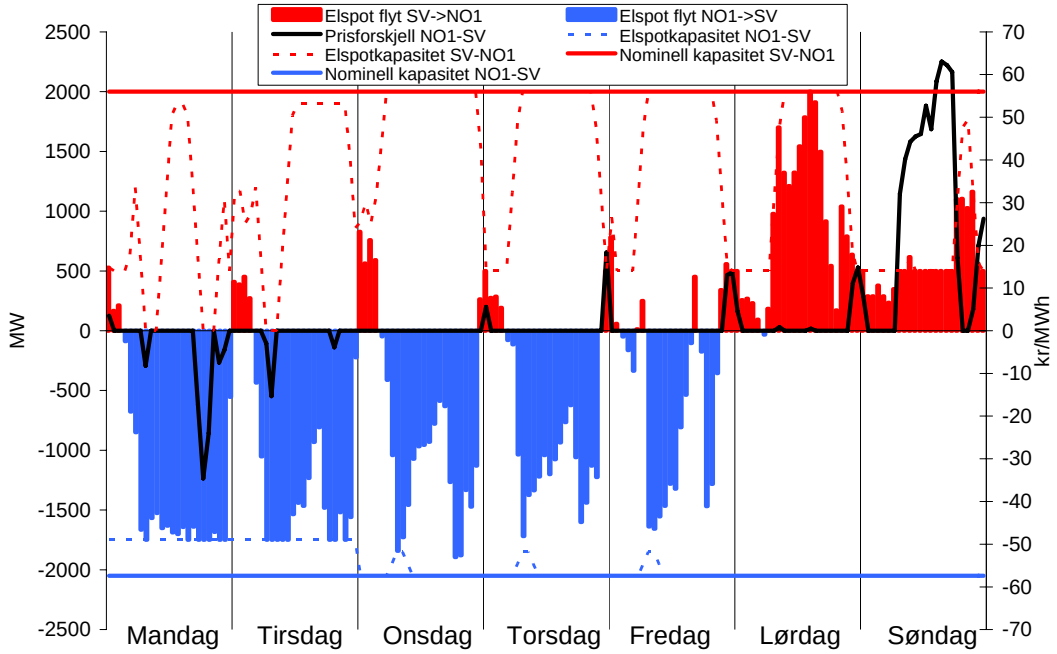


Fra Sverige til NO1 har den nominelle kapasiteten på 2000 MW vært tilgjengelig i om lag 4600 timer i 2005, det vil si rett i overkant av 50 prosent av tiden. Til sammenligning ble det gitt full kapasitet fra NO1 til Sverige i oppunder 60 prosent av tiden. Ofte har imidlertid reduksjonene i overføringskapasitet vært små i begge retninger. Kapasiteten har vært redusert med 50 prosent eller mer i ca. 10 prosent av tiden. Reduksjoner i gitt overføringskapasitet kan skyldes vedlikehold av linjer eller transformatorer, eller at det er administrativt satte begrensninger.

Dersom en ser på kapasiteten som er gitt til markedet i 2004 ser en at det var vesentlige reduksjoner i den svenske eksportkapasiteten til NO1 i 2004. I nesten en fjerdedel av dette året var kapasiteten fra Sverige til NO1 under halvparten av den nominelle kapasiteten på overføringslinjene mellom de to elspotområdene. Dette henger sammen med underskuddet i magasin og snøbeholdning som gjorde seg gjeldende i Norge i 2003 og 2004. Ressursunderskuddet i 2003 og 2004 ga høye priser, hvilket skulle gi full import til Norge spesielt i perioder med lave kraftpriser i utlandet. På forbindelsen mellom NO1 og Sverige er kapasiteten på den svenske vestkysten – vestkystsnittet – ofte begrensende for kapasiteten fra Sverige til NO1. I perioder med høy norsk importetterspørsel vil denne begrensningen ofte komme til syne i form av redusert eksportkapasitet fra Sverige til Sør-Norge. I 2003 og 2004 var kapasiteten ofte nede i 500 MW. I 2004 var kapasiteten som ble stilt til rådighet for markedet 500 MW i 1100 timer (12 prosent av timene dette året).

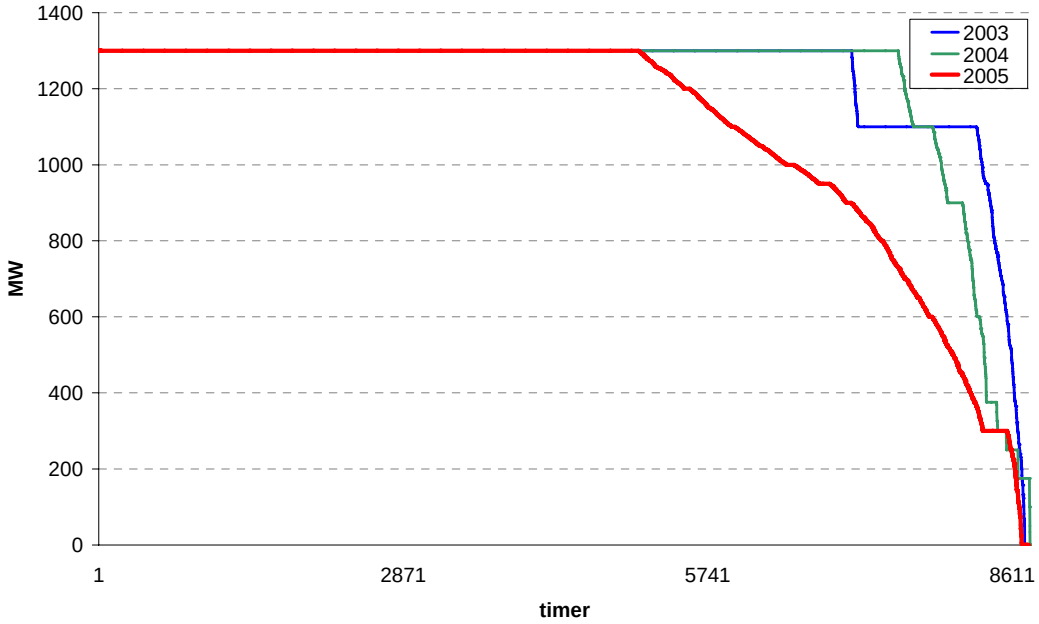
I starten av 2006 overføringskapasiteten fra Sverige til Sør-Norge igjen kommet under press. I figur 2 vises den nominelle overføringskapasiteten mellom områdene, kapasiteten som er gitt til markedet (elspotkapasitet), resulterende kraftflyt (elspotflyt) og prisforskjeller mellom områdene i uke 12 i 2006.

Figur 2 Kapasitet, kraftutveksling og prisforskjell i uke 12/2006. Kilde: Nord Pool



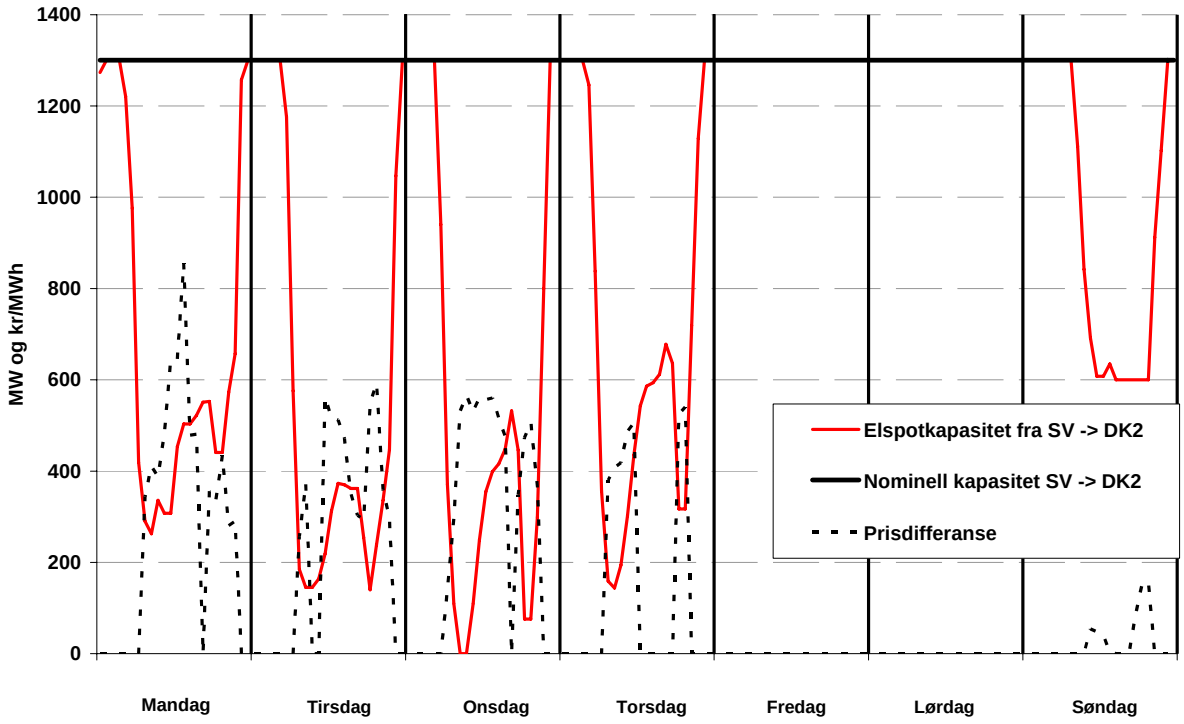
I motsatt tilfelle med ressursoverskudd i Norge (og Nord-Sverige) vil det ofte være begrenset kapasitet fra vannkraftområdene til sørlige deler av Sverige og derfra til Sjælland, Jylland, Tyskland og Polen. Presset mot disse overføringskapasitetene er størst når det er høyt forbruk og høy vannkraftproduksjon. Figur 3 illustrerer kapasitetssituasjonen på forbindelsen mellom Sverige og Sjælland.

Figur 3 Tilgjengelig overføringskapasitet fra Sverige til Sjælland (DK2) i 2003, 2004 og 2005. Kilde: Nord Pool



Figur 4 viser den nominelle kapasiteten på forbindelsen fra Sverige til Sjælland, de kapasitetene som ble gitt til markedet i uke 10, 2006 og prisdifferansen mellom elspotområdene Sverige og Sjælland (DK2). De svenske eksportbegrensningene er gjort gjeldende i høylastperiodene fra mandag til torsdag, mens det er full kapasitet tilgjengelig i mesteparten av lavlastperiodene denne uken. I periodene med redusert svensk eksportkapasitet har det stort sett vært høyere priser på Sjælland og i en time på mandag var prisforskjellen mellom områdene over 800 kr/MWh.

Figur 4 Kapasitet fra Sverige til Sjælland og prisforskjell i uke 10/2006. Kilde: Nord Pool



2.4.3 Sammendrag

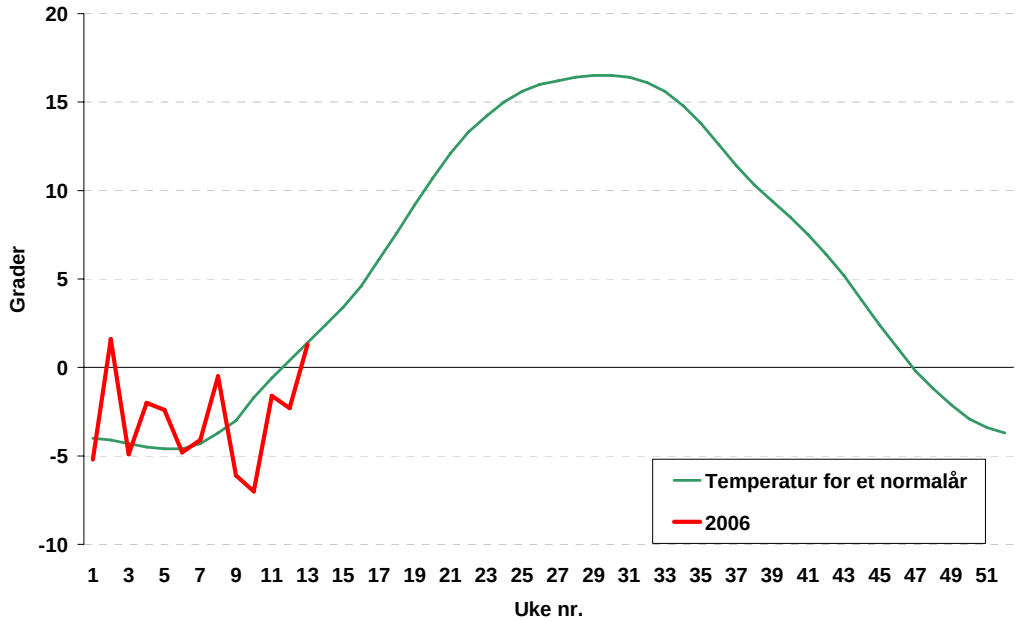
I perioden 2003 -1. kv. 2006 har det i utstrakt grad vært flaskehalser og prisforskjeller i Norden. I denne artikkelen er det redegjort for omfanget av prisforskjeller, og kapasitetsfastsettelsen på utvalgte overføringsforbindelser er studert. I perioder har overføringskapasiteten blitt redusert, og i slike perioder oppstår det ofte prisforskjeller mellom naboområdene i Norden.

3 Vedlegg

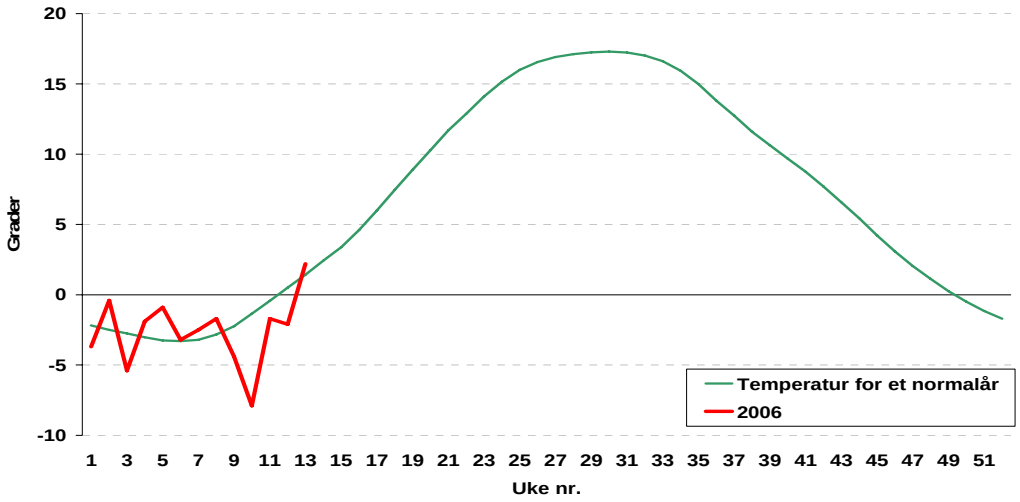
Tabell 3.1 Produksjon, forbruk og utveksling av elektrisk energi, GWh. Kilde: NVE

	Jan - Mar			Tolvmånedersperioder			Mars		
	2005	2006	Endring i %	Apr2004 t.o.m. Mar2005	Apr2005 t.o.m. Mar2006	Endring i %	2005	2006	Endring i %
Total produksjon	40425	41507	2,7	117340	138857	18,3	13628	13571	-0,4
+ Import	828	944	14,0	12918	3767	-70,8	261	489	87,4
- Eksport	4237	3751	-11,5	7098	15208	114,3	1445	932	-35,5
= Brutto totalforbruk	37016	38700	4,5	123160	127416	3,5	12444	13128	5,5
- Elektrokjelforbruk	1419	1449	2,1	3899	4093	5,0	453	473	4,4
- Pumpeforbruk	106	21	-80,2	822	1024	24,6	9	5	-44,4
- Totale nettap	3047	3195	4,9	9356	10295	10,0	1022	1061	3,8
= Nettoforbruk	32444	34035	4,9	109083	112004	2,7	10960	11589	5,7
Kraftintensiv industri	8576	8194	-4,5	33996	33259	-2,2	2966	2806	-5,4
Alminnelig forsyning	23868	25841	8,3	75087	78745	4,9	7994	8783	9,9
Bruttoforbruk	35088	36865	5,1	117612	120876	2,8	11849	12551	5,9
Kraftintensiv industri	8833	8440	-4,5	35016	34257	-2,2	3055	2890	-5,4
Alminnelig forsyning	26254	28425	8,3	82596	86619	4,9	8794	9661	9,9
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	27586	28198	2,2	86309	88610	2,7	8702	8829	1,5

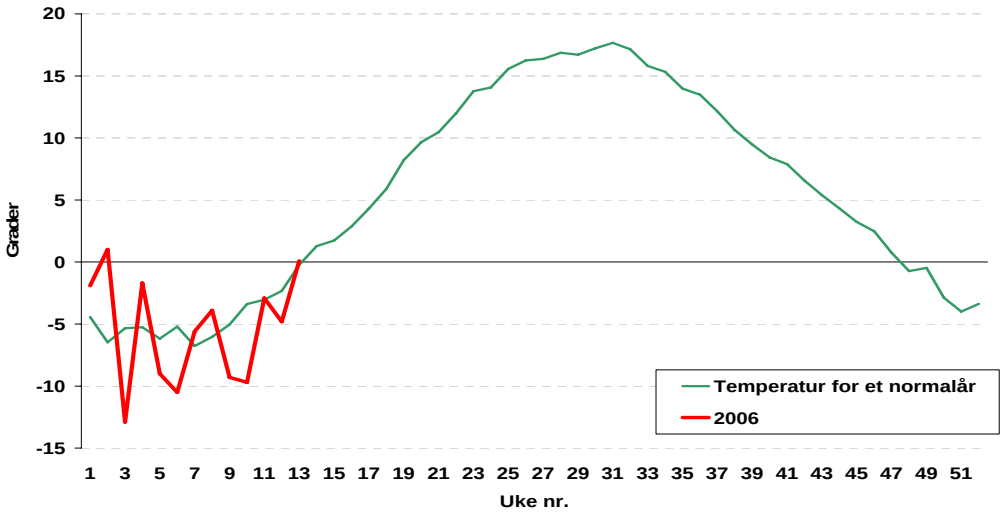
Figur 3.1 Temperaturutvikling Oslo, ukemiddel 2006 og normalår. Kilde: Nord Pool



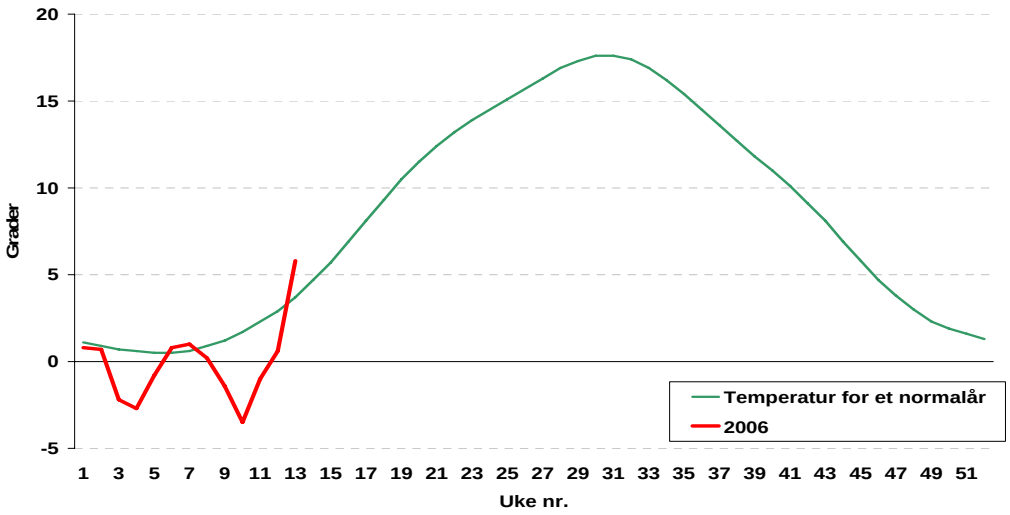
Figur 3.2 Temperaturutvikling Stockholm, ukemiddel 2006 og normalår. Kilde: Nord Pool



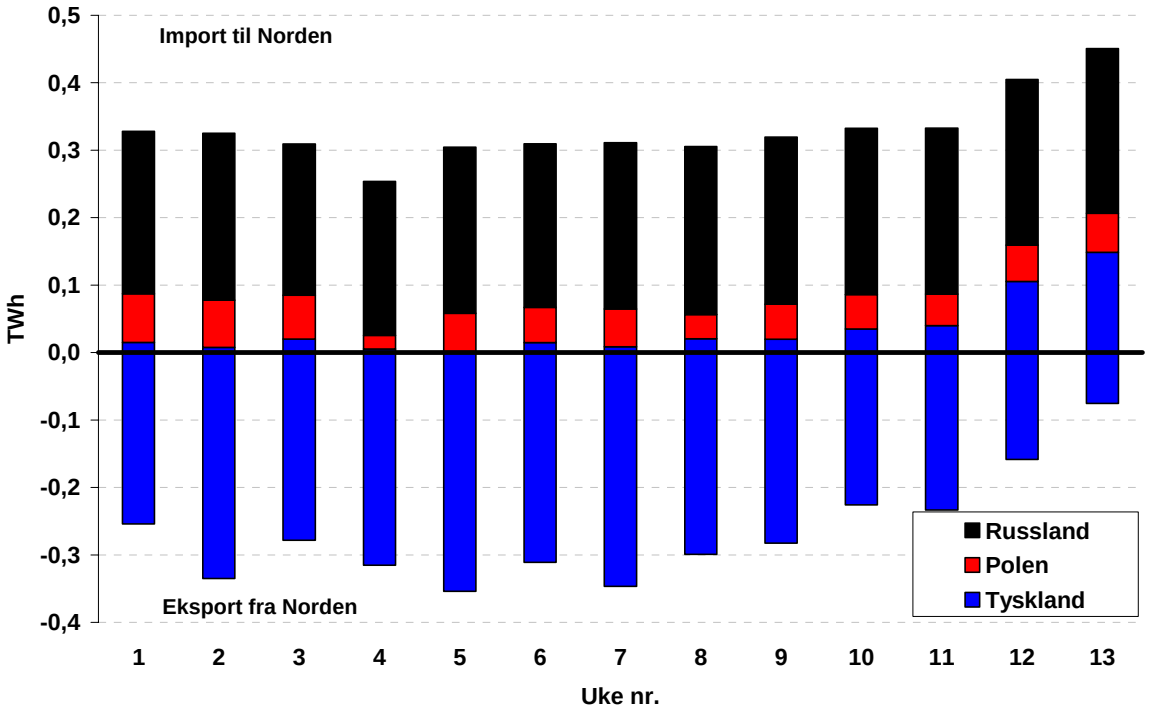
Figur 3.3 Temperaturutvikling Helsinki, ukemiddel 2006 og normalår. Kilde: Nord Pool



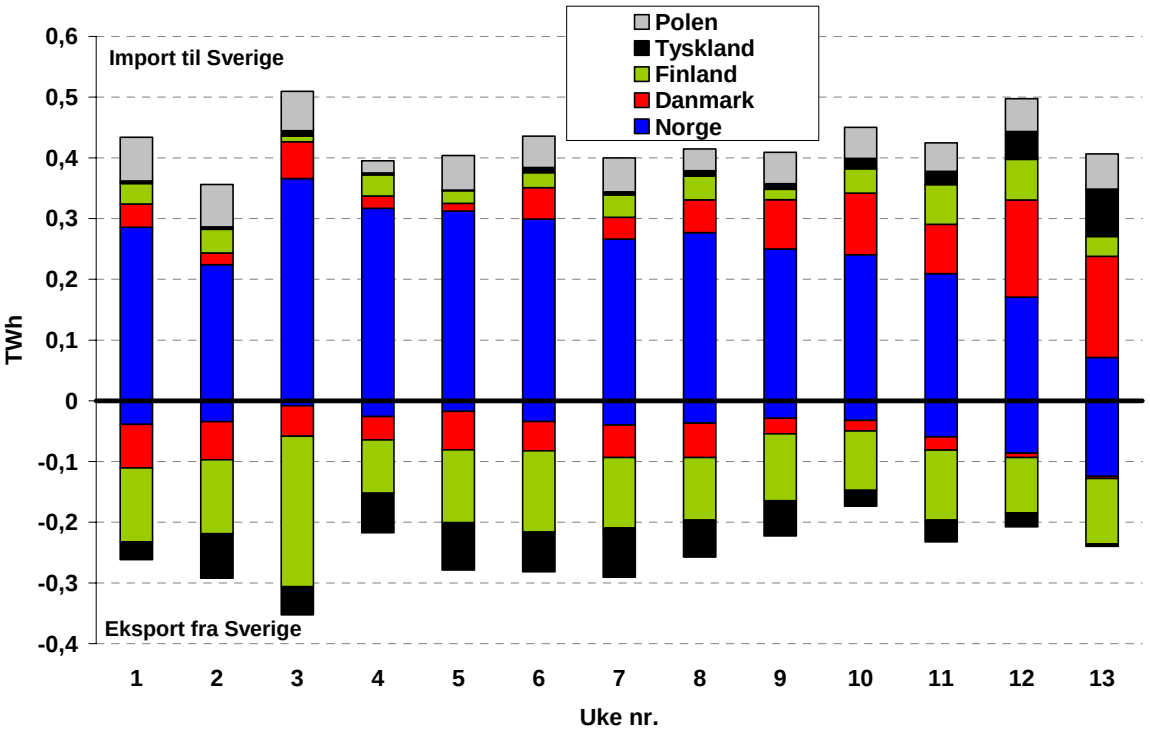
Figur 3.4 Temperaturutvikling København, ukemiddel 2006 og normalår. Kilde: Nord Pool



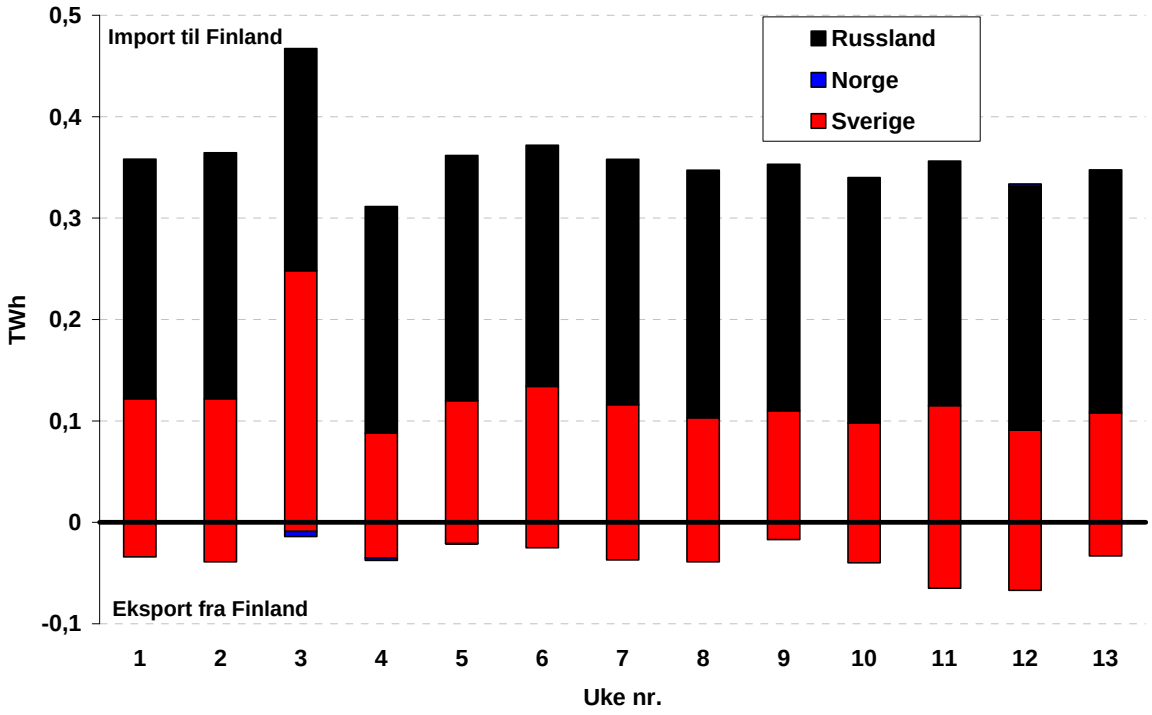
Figur 3.5: Nordisk utveksling av kraft, uke 1-13, 2006. MWh. Kilde: Nord Pool



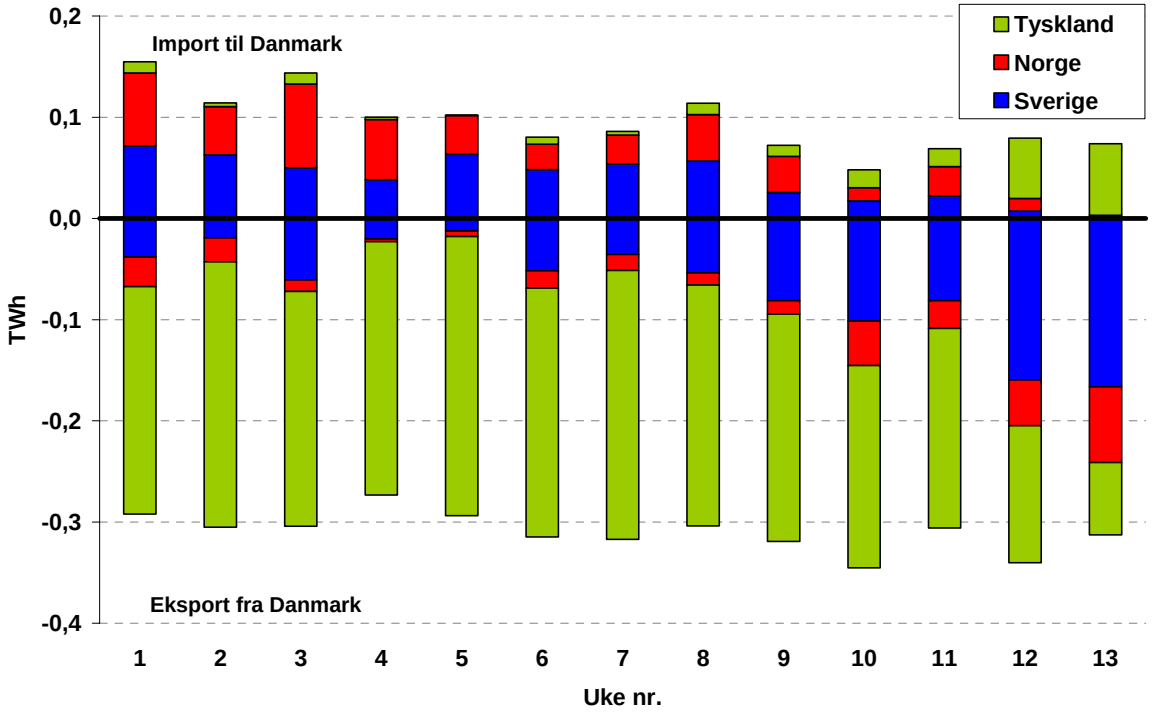
Figur 3.6: Svensk utveksling av kraft, uke 1-13, 2006. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.7: Finsk utveksling av kraft, uke 1-13, 2006. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.8: Dansk utveksling av kraft, uke 1-13, 2006. MWh. Kilde: Nord Pool



Tabell 3.2 Tariffer for husholdninger (inkl. mva. og forbruksavgift) i forskjellige nettområder pr 15. Januar 2006. Kilde: NVE

	Fastledd kr/år	Energiledd øre/kWh
ØSTFOLD		
Fortum Distribution AS	**1563**	**32,2**
Fredrikstad Energi Nett As	**1875**	**22,8**
Hafslund Nett AS	**1000**	**33,3**
Rakkestad Energiverk As	**1750**	**31,3**
Trøgstad Elverk AS	**1563**	**46,6**
AKERSHUS		
Energi 1 Follo Røyken AS	**2108**	**28,1**
Hafslund Nett AS	**1000**	**33,3**
Høland Og Setskog Elverk	**1875**	**30,8**
OSLO		
Hafslund Nett AS	**1000**	**33,3**
HEDMARK		
A/L Nord-Østerdal Kraftlag	**3500**	**31,9**
Eidsiva Energinett AS	**2563**	**31,3**
Elverum Energiverk Nett As	**2500**	**29,1**
Stange Energi AS	**3000**	**33,8**
OPPLAND		
Eidefoss AS	**1906**	**33,4**
Eidsiva Energinett AS	**2563**	**31,3**
Gudbrandsdal Energi AS	**2250**	**32,8**
Hadeland Energi Nett AS	**2400**	**31,6**
Mjøskraft Nett AS	**2875**	**33,4**
Skjåk Energi	**1775**	**40,1**
Sør-Aurdal Energi BA	**3375**	**27,9**
Valdres Energiverk As	**3250**	**26,9**
Vang Energiverk	**3125**	**31,9**
VOKKS Nett AS	**3921**	**24,7**
BUSKERUD		
Buskerud Kraftnett AS	**1250**	**33,6**
Energi 1 Follo Røyken AS	**2108**	**28,1**
Flesberg Elektrisitetsverk AS	**1375**	**29,2**
Hallingdal Kraftnett As	**2388**	**27,9**
Hemsedal Energi	**2250**	**31,8**
Hurum Energiverk AS	**2438**	**39,8**
Krødsherad Everk	**1250**	**35,1**
Lier E-Verk AS	**500**	**35,3**
Midt Nett Buskerud AS	**2250**	**32,5**
Nore Energi AS	**1875**	**34,3**
Ringeriks-Kraft As	**2500**	**29,9**
Rollag Elektrisitetsverk L/L	**2250**	**31,8**
Uvdal Kraftforsyning A/L	**2576**	**33,8**
Øvre Eiker Nett As	**1875**	**31,3**
VESTFOLD		
Skagerak Nett AS	**2228**	**34,5**
TELEMARK		
Drangedal Everk KF	**1838**	**36,7**
Hjartdal Elverk AS	**2625**	**32,6**
Kragerø Energiverk A/S	**1500**	**33,1**
Midt-Telemark Energi AS	**1700**	**29,9**
Notodden Energi AS	**1625**	**25,1**
Rauland Kraftforsyningslag	**2125**	**34,2**

Skagerak Nett AS	**2228**	**34,5**
Tinn Energi AS	**1806**	**27,6**
Vest-Telemark Kraftlag AS	**1875**	**32,3**
AUST-AGDER		
Agder Energi Nett AS	**1650**	**36,3**
Arendals Fossekompani Asa	**1650**	**36,3**
VEST-AGDER		
Agder Energi Nett AS	**1650**	**36,3**
ROGALAND		
Dalane Energi Iks	**2313**	**33,2**
Forsand Elverk KF	**2016**	**35,2**
Haugaland Kraft As	**1625**	**34,6**
Jæren Everk	**1650**	**30,6**
Klepp Energi AS	**1500**	**33,8**
Lyse Nett As	**840**	**34,2**
Suldal Elverk	**2000**	**43,8**
HORDALAND		
Askøy Energi As	**2250**	**30,1**
Austevoll Kraftlag Ba	**2125**	**43,3**
Bjølvefossen a.s - Energiavdelingen	**1250**	**35,3**
BKK Nett AS	**1650**	**32,5**
Etne Elektrisitetslag	**1800**	**41,4**
Finnås Kraftlag	**1800**	**28,6**
Fitjar Kraftlag BA	**2494**	**37,5**
Fjelberg Kraftlag	**1500**	**35,7**
Fusa Kraftlag	**2088**	**41,4**
Indre Hardanger Kraftlag AS	**1875**	**38,8**
Jondal Energiverk	**2625**	**42,7**
Kvam Kraftverk As	**1250**	**39,4**
Kvinnherad Energi As	**1838**	**30,7**
Modalen Kraftlag Ba	**938**	**48,6**
Odda Energi AS	**1964**	**36,2**
Skånevik Ølen Kraftlag	**1800**	**41,5**
Tysnes Kraftlag PL	**3125**	**37,6**
Voss Energi AS	**2175**	**40,3**
SOGN OG FJORDANE		
Aurland Energiverk AS	**1750**	**35,1**
Elkem Energi Bremanger AS	**1750**	**23,1**
Luster Energiverk AS	**1375**	**36,6**
Lærdal Energi AS	**1375**	**36,1**
SFE Nett AS	**2563**	**36,9**
Sognekraft AS	**1744**	**33,9**
Stryn Energi AS	**2188**	**39,7**
Sunnfjord Energi AS	**1875**	**43,1**
Årdal Energi Kf	**1000**	**33,8**
MØRE OG ROMSDAL		
Istad Nett AS	**1875**	**33,7**
Nesset Kraft AS	**2750**	**41,6**
Norddal Elverk AS	**2875**	**37,2**
Nordmøre Energiverk AS	**2563**	**31,9**
Nordvest Nett AS - Haram	**2729**	**33,7**
Rauma Energi As	**2125**	**26,7**
Sandøy Energi As	**2621**	**36,7**
Stranda Energiverk AS	**2900**	**32,3**
Sunndal Energi KF	**2250**	**30,8**

Svorka Energi AS	**3125**	**36,6**
Sykkylven Energi AS	**2411**	**37,5**
Tafjord Kraftnett AS	**1875**	**37,7**
Tussa Nett As	**1875**	**42,6**
Ørskog Energi AS	**2488**	**31,1**
SØR-TRØNDELAG		
Fosenkraft AS	**2495**	**34,8**
Gauldal Energi AS	**2375**	**33,2**
Hemne Kraftlag BA	**2750**	**36,2**
Kvikne-Rennebu Kraftlag A/L	**2313**	**35,6**
Malvik Everk AS	**1875**	**30,9**
Oppdal Everk A/S	**1875**	**35,6**
Orkdal Energi AS	**2000**	**32,1**
Rissa Kraftlag BA	**3000**	**36,1**
Røros Elektrisitetsverk AS	**1600**	**30,1**
Selbu Energiverk A/S	**2500**	**35,5**
Trondheim Energiverk Nett AS	**1125**	**31,9**
Trønderenergi Nett AS	**2500**	**38,7**
Trønderenergi Nett AS - Melhus Energi	**2500**	**38,7**
Tydal Kommunale Energiverk Kf	**2375**	**31,9**
NORD-TRØNDELAG		
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk FKF	**1500**	**46,6**
NORDLAND		
Andøy Energi AS	**1800**	**32,1**
Ballangen Energi AS	**1700**	**35,1**
Bindal Kraftlag Al	**1600**	**35,8**
Bodø Energi AS	**1800**	**24,7**
Dragefossen Kraftanlegg AS	**1850**	**28,3**
Evenes Kraftforsyning AS	**1640**	**34,6**
Fauske Lysverk AS	**2000**	**28,3**
Helgelandskraft AS	**2600**	**25,4**
Lofotkraft AS	**2200**	**31,7**
Meløy Energi AS	**1000**	**33,1**
Narvik Energinett AS	**1500**	**24,6**
Nord-Salten Kraftlag AL	**1700**	**33,3**
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	**2000**	**32,3**
Sjøfossen Energi AS	**1800**	**37,8**
Skjerstad Kraftlag AL	**1800**	**24,7**
Sørfold Kraftlag A/L	**2100**	**34,6**
Trollfjord Kraft AS	**1800**	**29,9**
Vesterålskraft Nett AS	**2520**	**26,7**
Yara Norge AS	**1100**	**25,6**
TROMS		
Hålogaland Kraft AS	**1190**	**29,4**
Nord Troms Kraftlag AS	**1800**	**25,5**
Troms Kraft Nett AS	**1530**	**28,2**
Troms Kraft Nett AS - Nettomr. Karlsøy, Lyngen, Storfjord	**1530**	**18,1**
FINNMARK		
Alta Kraftlag AL	**1600**	**17,6**
Hammerfest El Verk Nett AS	**2000**	**17,3**
Luostejok Kraftlag A/L	**1950**	**22,2**
Nordkyn Kraftlag AL	**1560**	**24,0**
Repvåg Kraftlag A/L	**2200**	**20,0**
Varanger Kraftnett AS	**2200**	**17,6**

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

Utgitt i Rapportserien i 2006

Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2005 (82 s.)

Nr. 2 Kulturminner i norsk kraftproduksjon (270 s.)

Nr. 3 Tina Vestersager, Hervé Colleuille: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann (Fysiske parameter). Driftrapport 2005. Status pr. mars 2006 (46 s.)

Nr. 4 Amir Messiha (red.): Avbruddsstatistikk 2005 (61 s.)

Nr. 5 Flom i tettsteder. Hva bør være NVEs ansvarsområde og ambisjon for å minske skader? (49 s.)

Nr. 6 Olav Kolbeinstveit, Asle Tjeldflåt: Automatisk måleravlesning og toveiskommunikasjon Styringsinstrument eller avlesningsautomat? (52 s.)

Nr. 7 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2006 (89 s.)