

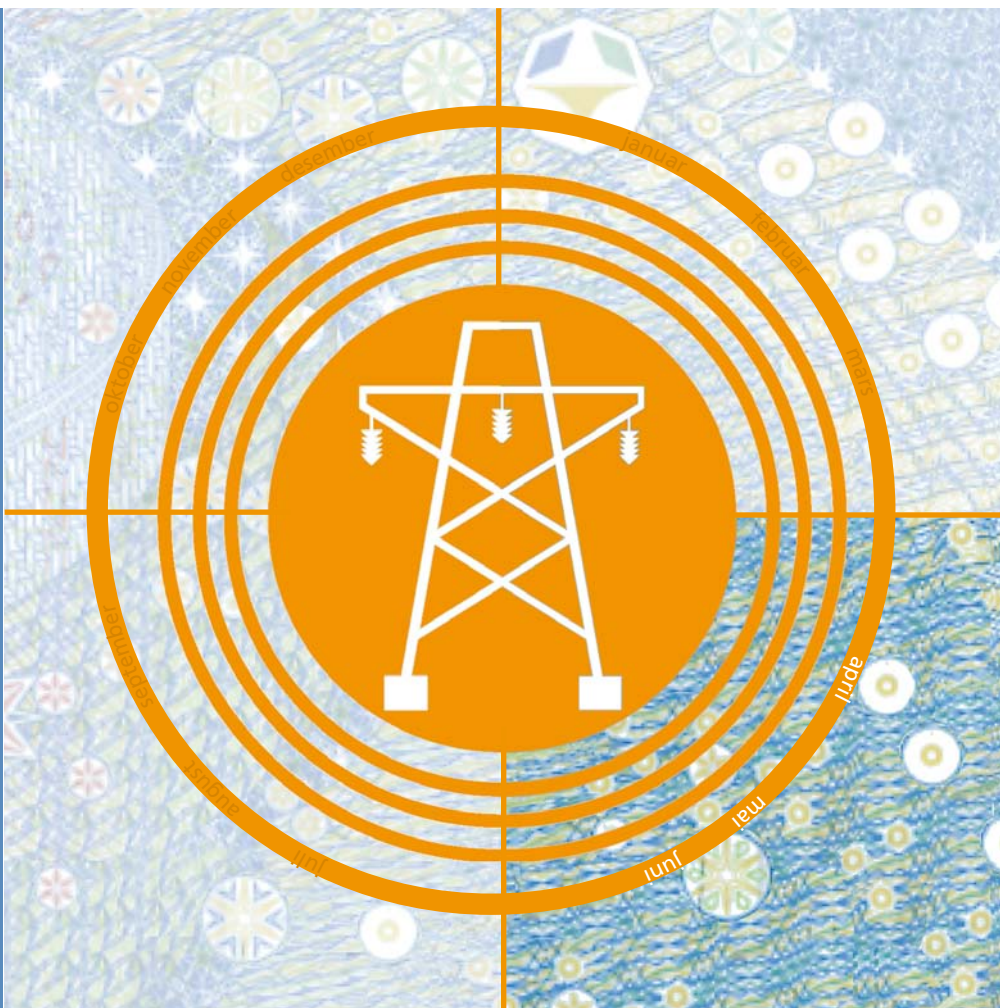


# Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2006

*Tor Arnt Johnsen (red.)*

11  
2006

R  
A  
P  
P  
O  
R  
T



## Rapport nr. 11 - 2006

### Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2006

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat  
**Redaktør:** Tor Arnt Johnsen  
**Forfattere:** Lars Olav Fosse, Carl Petter Haugland, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Arne Fredrik Lånke, Nils Spjeldnæs

**Trykk:** NVEs hustrykkeri  
**Opplag:** 150  
**Forsidefoto:**  
**ISBN:** 82-410-0607-1

**Sammendrag:** Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet var 42,5 TWh i andre kvartal 2006, og det er 8,1 TWh mindre enn i et normalår. Det kom om lag 17 TWh nedbør som kan nyttes til kraftproduksjon i andre kvartal 2006. Det er 2 TWh eller 10 prosent mindre enn i et normalår. Ved utgangen av kvartalet var det 11 TWh mindre vann i norske og svenske magasiner enn et år tidligere.

Kraftforbruket i Norge var 4 prosent lavere i andre kvartal i år enn i fjor. Forbruket i alminnelig forsyning falt med 1,8 prosent fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. Av dette kan 1,2 prosentpoeng tilskrives temperaturforskjeller, mens de resterende 0,6 prosentpoeng tyder på underliggende reduksjon i forbruket. Kraftintensiv industri reduserte sitt forbruk med 6,1 prosent fra andre kvartal i fjor til samme kvartal i år, mens kraftforbruket i elektrokjeler falt med 4,2 prosent.

Norges samlede kraftimport var 1,7 TWh i andre kvartal. I samme periode i fjor var det en eksport på 1,9 TWh. Elspotprisene i Norge ble i snitt 36 øre/kWh i andre kvartal, og det er uendret fra første kvartal. I de andre delene av Norden falt prisene fra første til andre kvartal med fra 5 til 20 prosent. De tyske prisene falt med over 40 prosent fra første til andre kvartal.

**Emneord:** Elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftsalg, tilsig, magasinifylling, 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](http://www.nve.no)

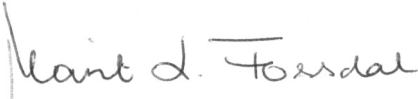
# Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i andre kvartal 2006. Rapporten 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 sommerferien kommer imidlertid denne rapporten senere enn vanlig. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i oktober 2006.

I kvartalsrapporten dokumenteres og kommenteres kraftmarkedsutviklingen i det siste kvartalet. 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 en temaartikkel, og den er skrevet av senioringeniør Erik Holmqvist ved Hydrologisk avdeling og seniorrådgiver Tor Arnt Johnsen ved Energi- og markedsavdelingen. I artikkelen redegjøres det for nedbør- og tilsigsforhold i andre kvartal og gjennom siste sommer. Årets situasjon settes opp mot tidligere år med mindre snø enn normalt, først og fremst 1996 og 2001.

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, Carl Petter Haugland, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Arne Fredrik Lånke, Nils Spjeldnæs og Tor Arnt Johnsen som også har ledet arbeidet.

Oslo, 12. september 2006



Marit Lundteigen Fossdal  
avdelingsdirektør

# Sammendrag

Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet var 42,5 TWh i andre kvartal 2006, og det er 8,1 TWh mindre enn i et normalår og hele 11 TWh mindre enn i andre kvartal 2005. Det kom om lag 17 TWh nedbør som kan nyttes til kraftproduksjon i andre kvartal 2006. Det er 2 TWh eller 10 prosent mindre enn i et normalår. Ved inngangen til kvartalet hadde vannmagasinene i Norge 4,3 prosentpoeng lavere fylling enn normalt. Ved utgangen av kvartalet var fyllingen 8,6 prosentpoeng lavere enn normalt og 10,1 prosent lavere enn på samme tid i fjor. I Sverige var fyllingen 11,4 prosentpoeng lavere enn for ett år siden. Dermed var det ved utgangen av kvartalet 11 TWh mindre vann i norske og svenske magasiner enn ett år tidligere.

I andre kvartal 2006 var den norske kraftproduksjonen 26 TWh, eller 15 prosent lavere enn i andre kvartal i fjor. I Sverige var kraftproduksjonen 33 TWh i andre kvartal, og det er 5 prosent lavere enn i fjor. I Danmark og Finland har kraftproduksjonen økt med hhv. 28 og 22 prosent fra første kvartal i fjor til i år. Kraftforbruket i Norden økte med om lag 4 prosent fra andre kvartal i fjor til i år. Forbruksutviklingen har imidlertid vært svært forskjellig i de ulike delene av Norden. I Norge var forbruket 4 prosent lavere i andre kvartal i år enn i fjor. Det svenske forbruket er uendret, mens det finske forbruket økte med 24 prosent fra andre kvartal i fjor til i år. Årsaken til den finske veksten er at forbruket i andre kvartal i fjor ble unormalt lavt på grunn av arbeidskonflikten i treforedlingsindustrien.

I Norge falt forbruket i alminnelig forsyning med 1,8 prosent fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. Av dette kan 1,2 prosentpoeng tilskrives temperaturforskjeller, mens de resterende 0,6 prosentpoeng tyder på underliggende reduksjon i forbruket. Kraftintensiv industri reduserte sitt forbruk med 6,1 prosent fra andre kvartal i fjor til samme kvartal i år, mens kraftforbruket i elektrokjeler falt med 4,2 prosent.

Nedbørsvikt og økte kraftpriser har påvirket den norske kraftutvekslingen, og fra uke 14 til 22 var Norge nettoimportør av elektrisk kraft. Importen førte til mindre tapping fra vannmagasinene og økt lagring av vann til vintersesongen 2006/2007. Norges samlede kraftimport var 1,7 TWh i andre kvartal. I samme periode i fjor var det en eksport på 1,9 TWh. Finland hadde også netto kraftimport i andre kvartal med 3 TWh – opp fra 2,1 i fjor. Sverige og Danmark hadde i andre kvartal 2006 eksport på 0,4 og 0,9 TWh. Samlet hadde Norden en import på 3,4 TWh i andre kvartal, mens det i fjor var en eksport på 0,7 TWh.

Elspotprisene i Norge ble i snitt 36 øre/kWh i andre kvartal, og det er uendret fra første kvartal. I de andre delene av Norden falt prisene fra første til andre kvartal med fra 5 til 20 prosent. De tyske prisene falt med over 40 prosent fra første til andre kvartal. I Norge var elspotprisene rundt 50 prosent høyere enn i andre kvartal i fjor. Også i de andre delene av Norden økte prisene fra andre kvartal i fjor. Prisøkningen skyldes først og fremst den knappere ressursituasjonen i vannkraftsystemet. Sverige, Finland og Sjælland hadde sammenfallende elspotpriser i andre kvartal, mens Norge hadde høyere priser og Jylland lavere priser. Prisforskjellene stemmer godt overens med snøsituasjonen siste vinter og den lave magasinfyllingen.

# 1 Kraftmarkedet i andre kvartal 2006 – lite nedbør og sterk prisøkning

**Tilsig: 8 TWh mindre enn normalt i andre kvartal 2006**

Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet var 42,5 TWh i andre kvartal 2006, og det er 8,1 TWh mindre enn i et normalår og hele 11 TWh mindre enn i andre kvartal 2005. Det kom om lag 17 TWh nedbør som kan nyttes til kraftproduksjon i andre kvartal 2006. Det er 2 TWh eller 10 prosent mindre enn i et normalår. I Sverige var tilsiget i første kvartal litt under det normale.

**Snø: 35 prosent av det normale ved utgangen av 2. kv. 2006**

Ved inngangen til andre kvartal var snømagasinet til det norske kraftsystemet 70 prosent av hva de pleier å være. Mindre nedbør enn normalt i andre kvartal og rask snøsmelting førte til at snømagasinet ved utgangen av andre kvartal var nede i 35 prosent av normalt på den tiden av året. Et år tidligere var snømagasinet dobbelt så stort som normalt.

**Mindre vann i norske og svenske magasiner enn for ett år siden**

Ved inngangen til andre kvartal hadde vannmagasinene i Norge 4,3 prosentpoeng lavere fylling enn normalt. Laveste fyllingsgrad våren 2006 ble registrert ved utgangen av uke 17 med 29,1 prosent. Det er om lag 5 prosentpoeng lavere enn median fylling ved starten av snøsmelteperioden. Ved utgangen av kvartalet var fyllingen 8,6 prosentpoeng lavere enn normalt og 10,1 prosent lavere enn på samme tid i fjor. I Sverige var fyllingen 11,4 prosentpoeng lavere enn for et år siden. Dermed var det ved utgangen av kvartalet 11 TWh mindre vann i norske og svenske magasiner enn ett år tidligere.

**Kraftproduksjon**

I andre kvartal 2006 var den norske kraftproduksjonen 26 TWh, eller 15 prosent lavere enn i andre kvartal i fjor. De siste 12 månedene har kraftproduksjonen vært 134 TWh, og det er om lag 14 TWh mer enn i et tilsigsmessig normalår. I Sverige var kraftproduksjonen 33 TWh i andre kvartal, og det er 5 prosent lavere enn i fjor. I Danmark og Finland har kraftproduksjonen økt med hhv. 28 og 22 prosent fra første kvartal i fjor til i år. Samlet sett var dermed den nordiske kraftproduksjonen 1 prosent lavere i andre kvartal i år enn i fjor. De siste 12 månedene er det produsert 394 TWh elektrisk kraft i Norden, og det er 2 prosent mer enn i foregående 12-månedersperiode.

**Første kvartal:  
Norge: 26 TWh**

**Siste 52 uker :  
Norden: 394 TWh**

Kraftforbruket i Norden økte med om lag 4 prosent fra andre kvartal i fjor til i år. Forbruksutviklingen har

**Kraftforbruket  
faller i Norge men  
øker i Norden**

imidlertid vært svært forskjellig i de ulike delene av Norden. I Norge var forbruket 4 prosent lavere i andre kvartal i år enn i fjor. Det svenske forbruket er uendret, mens det finske forbruket økte med 24 prosent fra andre kvartal i fjor til i år. Årsaken til den finske veksten er at forbruket i andre kvartal i fjor ble unormalt lavt på grunn av arbeidskonflikten i treforedlingsindustrien.

**Fallende forbruk i alle  
brukergrupper**

I Norge falt forbruket i alminnelig forsyning med 1,8 prosent fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. Av dette kan 1,2 prosentpoeng tilskrives temperaturforskjeller, mens de resterende 0,6 prosentpoeng tyder på underliggende reduksjon i forbruket. Kraftintensiv industri reduserte sitt forbruk med 6,1 prosent fra andre kvartal i fjor til samme kvartal i år, mens kraftforbruket i elektrokjeler falt med 4,2 prosent.

**Norsk, finsk og  
nordisk kraftimport**

Nedbørsvikt og økte kraftpriser har påvirket den norske kraftutvekslingen, og fra uke 14 til 22 var Norge nettoimportør av elektrisk kraft. Importen førte til mindre tapping fra vannmagasinene og økt lagring av vann til vintersesongen 2006/2007. Norges samlede kraftimport var 1,7 TWh i andre kvartal. I samme periode i fjor var det en eksport på 1,9 TWh. Finland hadde også netto kraftimport i andre kvartal med 3 TWh – opp fra 2,1 i fjor. Sverige og Danmark hadde i andre kvartal 2006 eksport på 0,4 og 0,9 TWh. I samme kvartal i fjor hadde Sverige en nettoeksport på 1,9 TWh, mens Danmark i fjor hadde en nettoimport på 1,0 TWh. Samlet hadde Norden en import på 3,4 TWh i andre kvartal, mens det i fjor var en eksport på 0,7 TWh.

**Spotpris 2. kv. 2006  
(øre/kWh):**

- Norge	35,4
- Sverige	33,9
- Finland	33,9
- Sjælland	33,9
- Jylland	32,8
- Tyskl./EEX	30,4

Elspotprisene i Norge ble i snitt 36 øre/kWh i andre kvartal, og det er uendret fra første kvartal. I de andre delene av Norden falt prisene fra første til andre kvartal med fra 5 til 20 prosent. De tyske prisene falt med over 40 prosent fra første til andre kvartal. I Norge var elspotprisene rundt 50 prosent høyere enn i andre kvartal i fjor. Også i de andre delene av Norden økte prisene fra andre kvartal i fjor. Prisøkningen skyldes først og fremst den knappere ressurs situasjonen i vannkraftsystemet. Sverige, Finland og Sjælland hadde sammenfallende elspotpriser i andre kvartal, mens Norge hadde høyere priser og Jylland lavere priser. Prisforskjellene stemmer godt overens med snøsituasjonen siste vinter og den lave magasin fyllingen. Prisene i det nordiske finansielle kraftmarkedet var om lag uendret fra starten til slutten av andre kvartal, men i løpet av kvartalet var terminprisene nede i

en bølgedal – først og fremst som følge av det kraftige prisfallet på CO2-kvoter i april. 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 sluttbrukere med standard variabel kontrakt økte med om lag 10 øre/kWh fra første til andre kvartal til tross for at den gjennomsnittlige elspotprisen var den samme i andre kvartal som i første kvartal. Det skyldes at spotprisene gikk mye ned mot slutten av andre kvartal, og det tar erfaringsmessig en viss tid før standard variabel prisene faller. I andre kvartal er det spotpriskontrakten som har vært den klart billigste kontraktsformen. Totalt var det 53 700 leverandørbytter andre kvartal. Stadig flere husholdningskunder velger seg bort fra de tradisjonelle standard variabel priskontraktene.

# 1.1 Ressursgrunnlaget

## 1.1.1 Tilsig i Norge

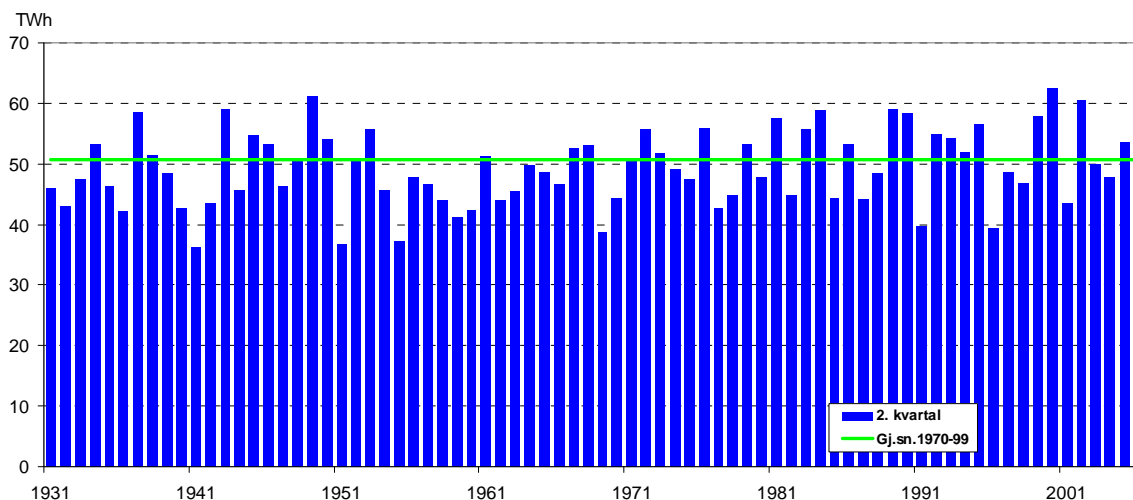
I andre kvartal 2006 var det nyttbare tilsiget 42,5 TWh eller 8,1 TWh mindre enn normalt. Tilsiget var 11 TWh mindre enn for samme periode i 2005.

Høyt tilsig i hele 2005 gjør likevel at i sum for de siste 12 månedene har tilsiget vært 125 TWh eller 7 TWh over normalt.

Summert for de siste 24 månedene har tilsiget vært 254 TWh eller 18 TWh mer enn normalt.

Resurstilgang TWh	2.kv. 2006	Avvik fra Normalt	Siste 12 måneder	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	42,5	- 8,1	125	+ 7
Nedbør Norge	17	- 2	111	- 7
Tilsig Sverige	27,2	- 2,1	66	+ 4
Snø Norge (prosent av normalt)		Utgangen av 2 kv. 2006 Ca. 35 %		Utgangen av 2 kv. 2005 Ca. 200%

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

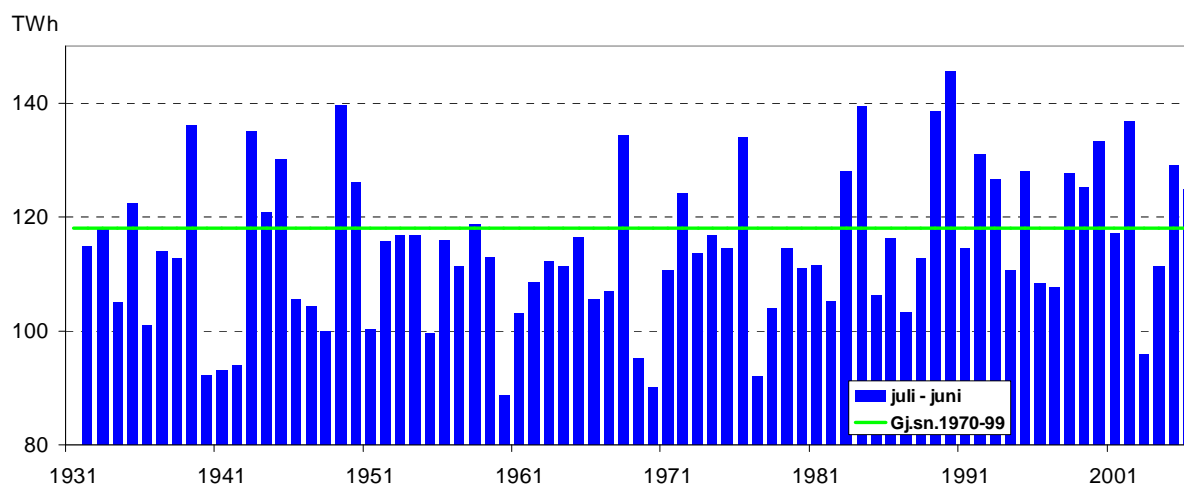


Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.3. Som i slutten av mars var det i starten av april kaldere enn normalt i det meste av landet. Det førte til mindre tilsig enn normalt. I begynnelsen av mai ga imidlertid varmt vær i hele landet snøsmelting også i fjellet. Tilsiget ble da større enn normalt. Men fordi det i år var lite snø i fjellet, samtidig som det også i andre kvartal kom mindre nedbør enn normalt, ble tilsiget videre utover våren/ sommeren mindre enn normalt.

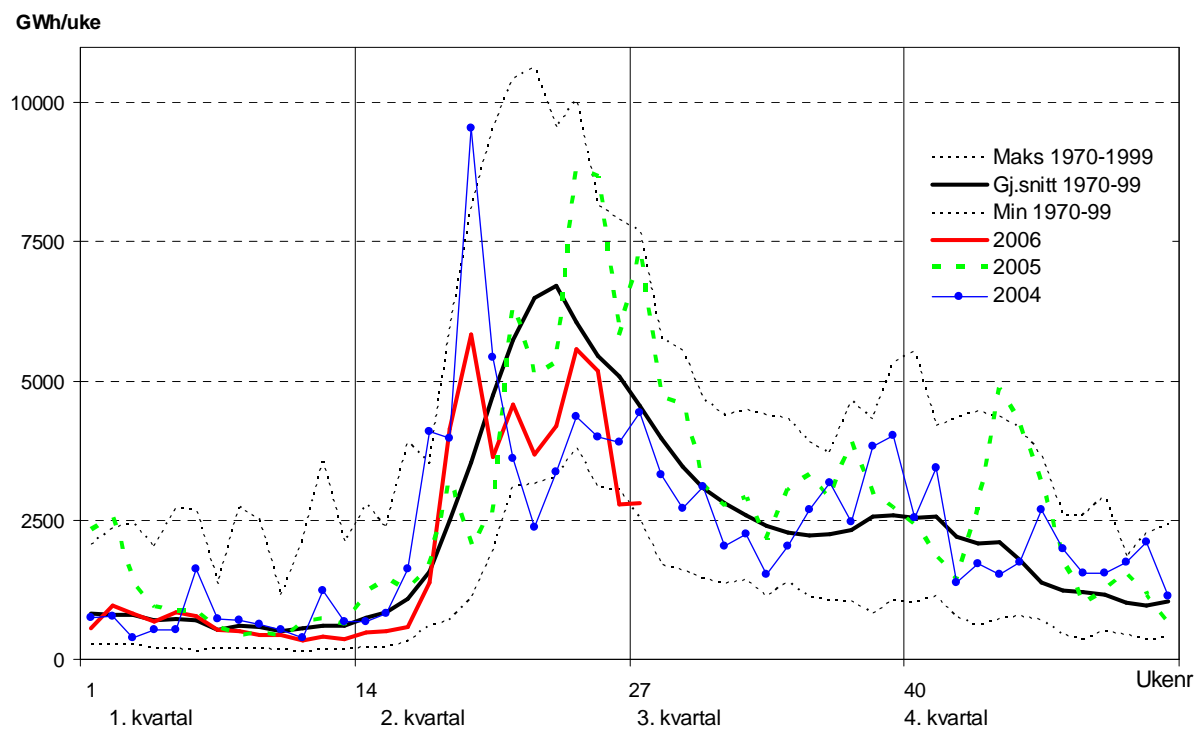
Tilsigstoppen mot slutten av andre kvartal skyldes i hovedsak varmt vær i Sør-Norge, noe som ga kraftig snø- /bresmelting i høyfjellet.



Figur 1.1.2 Nyttbart tilsig for perioden juli til og med juni, 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

Temperaturen i starten av april, var som i mars, under normalen i det meste av landet. Fra Trøndelag og nordover ble det imidlertid betydelig mildere utover i april, slik at månedstemperaturen i dette området ble 1 til 4 grader over normalen. Lenger sør var det relativt sett noe kjøligere. Temperaturene her var omkring eller ned mot 1 grad under normalen i april.

Starten av mai var varm i hele landet, noe som ga intens snøsmelting og tilsig over normalt. Det ble imidlertid kjøligere utover i mai, slik at månedstemperaturen ble omkring det normale i store deler av Sør-Norge, mens det i Midt- og Nord-Norge var 1 til 3 grader over normalt.

I juni var temperaturene, med unntak av Nordland hvor det var kaldere enn normalt, omkring eller opp mot 2 grader over normalen i hele landet. Det var spesielt varmt rundt midten av juni, noe som ga kraftig snøsmelting i høyfjellet i Sør-Norge.

## Nedbør

I andre kvartal kom det om lag 17 TWh nedbøreneergi, eller 2 TWh mindre enn normalen.

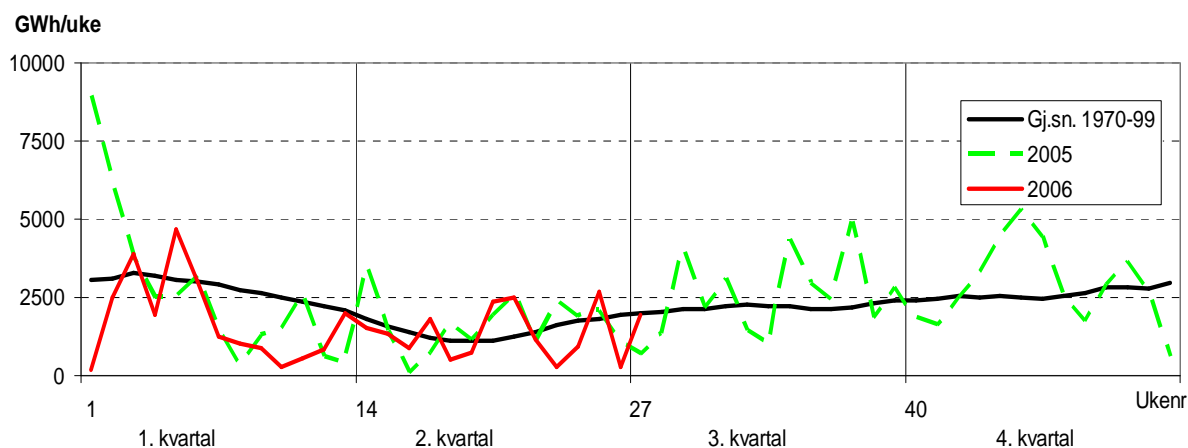
I april kom det en del nedbør som snø i fjellet i Sør-Norge, lenger nord kom det lite nedbør. Det medførte likevel at snøsituasjonen totalt sett var noe bedre i slutten av april enn ved utgangen av første kvartal.

Rikelig med nedbør, og da spesielt over Øst- og Sørlandet, i siste halvdel av mai bidro til å opprettholde et relativt høyt tilsig til tross for at det var vesentlig mindre snø enn normalt. På Vestlandet og i deler av Nordland kom det mindre nedbør enn normalen i mai.

I juni kom det mindre nedbør enn normalt i Sør-Norge, mens det i deler av Nord-Norge kom over det dobbelte av normalen.

Summert for de siste 12 månedene har det kommet 111 TWh eller 7 TWh mindre nedbøreneergi enn normalt. At sum tilsig de siste 12 månedene er vesentlig høyere enn normalt samtidig som sum nedbør er mindre enn normalen, skyldes først og fremst at det lå igjen mye snø i fjellet ved utgangen av andre kvartal 2005. Dette bidro til å opprettholde et høyt tilsig utover seinsommeren i fjor.

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

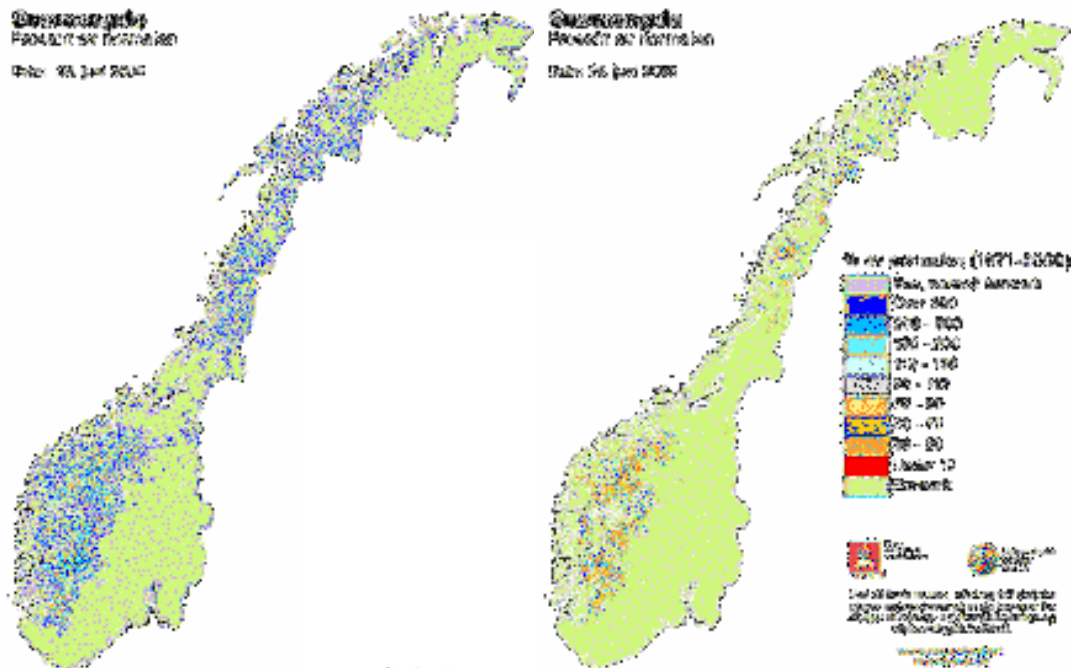


## Snø

Beregnet snømagasin for det norske vannkraftsystemet nådde maksimum i slutten av april med omkring 75 prosent av normalt. I fjor kulminerte snømagasinet med omkring 115 prosent av normalt.

Snøsituasjonen i Norge mot slutten av 2. kvartal i år og i fjor er illustrert i figur 1.1.5. Kartet viser at det i år var vesentlig mindre snø i fjellet enn normalt. Snøgrensa i slutten av juni i år lå på om lag 1500 m o.h. i Sør-Norge, mens den var noe lavere lenger nord. For de norske vannkraftmagasinene gir snøkartet snaut 40 prosent av normale snømengder for årstiden. I fjor på samme tid var det omkring det dobbelt av normale snømengder.

Figur 1.1.5 Snømengde i prosent av median for perioden 1971 -2000. Kartet til venstre viser situasjonen mot slutten av andre kvartal 2005, mens kartet til høyre viser situasjonen i 2006. Kilde NVE og met.no.

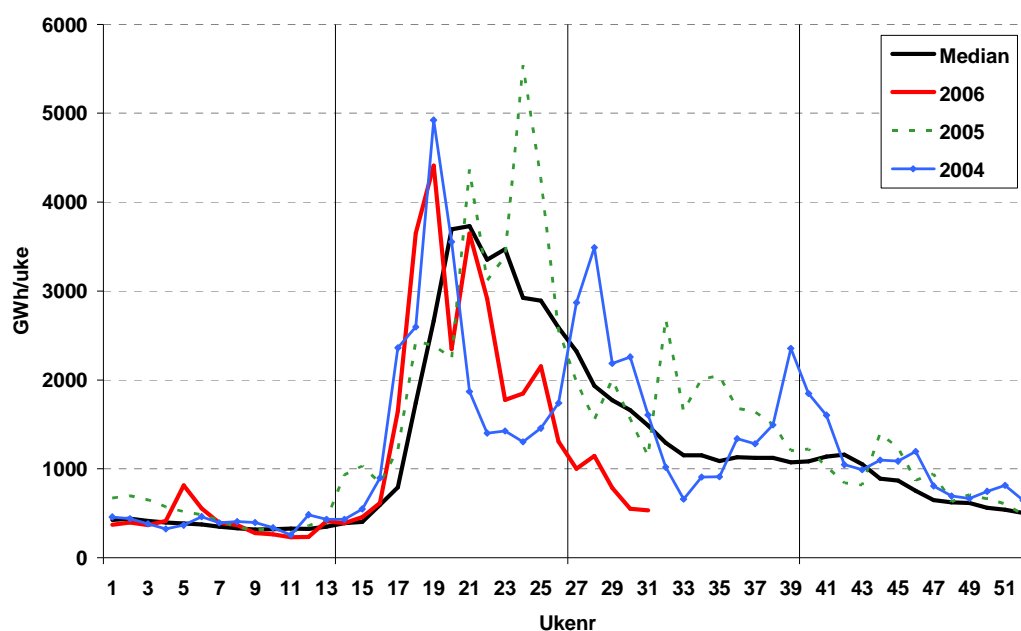


### 1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 27,2 TWh i andre kvartal 2006. Det er 2,1 TWh mindre normalt og 7,2 TWh mindre enn i samme periode i 2005. I første halvår har tilsiget vært 32,3 TWh. Det er 1,7 TWh under normalen og 8,1 TWh mindre enn i 2005.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 66,4 TWh. Det er 3,6 TWh mer enn normalt. I forhold til tilsvarende periode ett år tidligere, var tilsiget nesten 10 TWh lavere. De siste 24 månedene har tilsiget vært i overkant av 142 TWh. Det er nesten 17 TWh mer enn normalt.

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



## 1.2 Lite snø ga magasinfylling under normalt

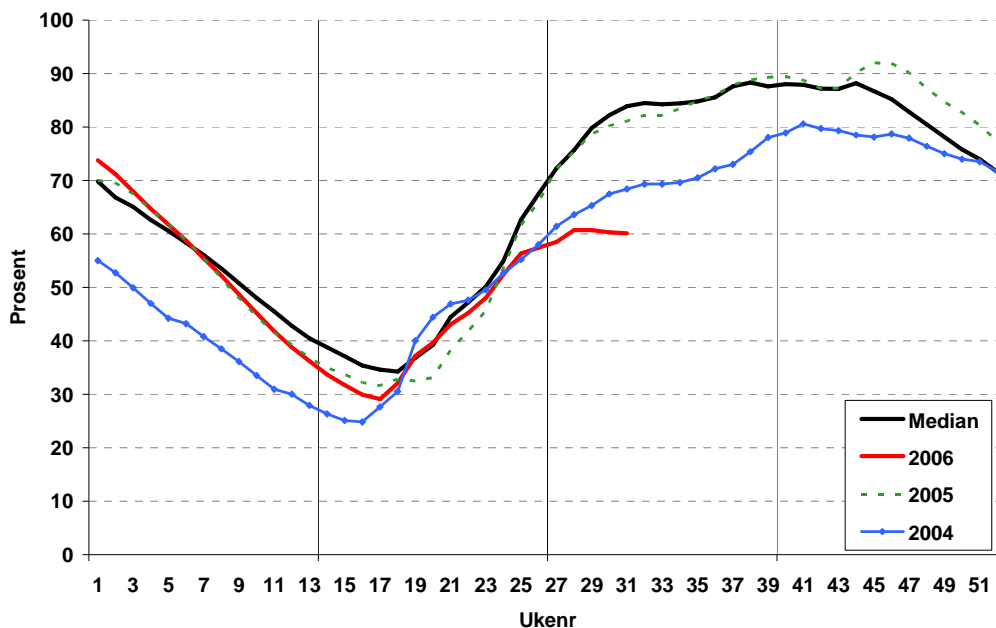
### 1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene

Ved inngangen til andre kvartal 2006 var fyllingsgraden 36,2 prosent. Det er 4,3 prosentpoeng lavere enn normalt<sup>1</sup> for årstiden og 0,6 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2005. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i slutten av april (utgangen av uke 17) med 29,1 prosent. Varmt vær frem til midten av mai, med sterk snøsmelting, førte til stor økning i fyllingsgraden og medianen ble passert i midten av måneden. Rikelig med nedbør i siste halvdel av mai ga fyllingsgrader rundt medianen ut

måneden til tross for betydelig mindre snø enn normalt. En tørr juni førte igjen til at fyllingsgraden gikk under medianen og ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 57,4 prosent. Det er 10,1 prosentpoeng lavere enn medianverdien på samme tidspunkt og 8,6 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2005. Den energimengden som er lagret i magasinene ved utgangen av andre kvartal er 7,2 TWh mindre enn på samme tid i 2005.

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 2. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2006	2005	Median	
Norge	57,4	66,0	67,5	84,3
Sverige	62,7	74,1	72,5	33,8
Finland	65,0	74,7	74,4	5,5

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

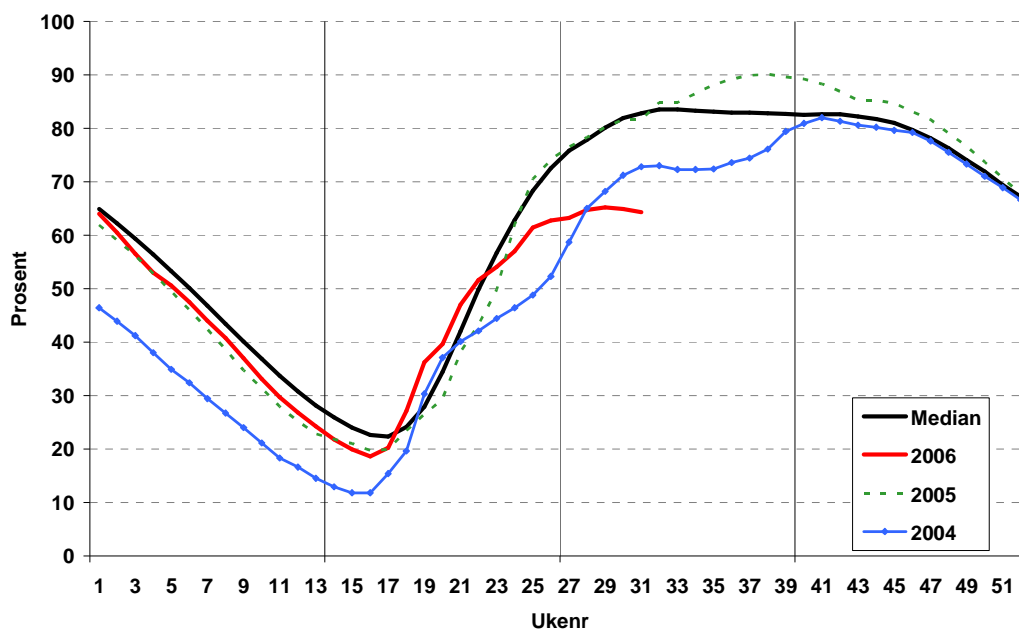


<sup>1</sup> Median for perioden 1990-2005

## 1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved inngangen til andre kvartal 2006 var fyllingsgraden for svenske magasiner 24,2 prosent. Det er 3,9 prosentpoeng under medianverdien<sup>2</sup> til samme tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 62,7 prosent. Det er 9,8 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2006 var 11,4 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2005. Det tilsvarer en energimengde på 3,9 TWh.

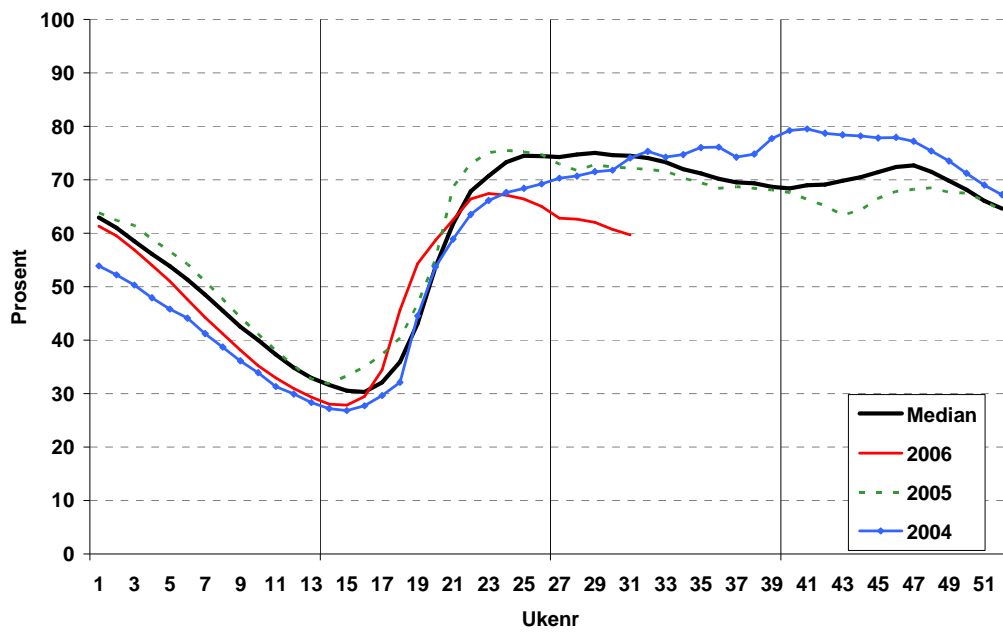
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2004, 2005 og 2006, prosent. Kilde: Nord Pool



Ved inngangen til andre kvartal 2006 var fyllingsgraden for finske magasiner 29,3 prosent. Det er 3,6 prosentpoeng under medianverdien til samme tid for perioden 1978 til 2001. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 65,0 prosent. Det er 9,4 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2006 var 9,7 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2005. Det tilsvarer en energimengde på 0,5 TWh.

<sup>2</sup> Middelerverdier for perioden 1950-2001.

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



I sum er dermed den vannmengde som er lagret i svenske og finske magasiner ved utgangen av andre kvartal i år 4,4 TWh mindre enn til samme tid i fjor. Inklusive den reduserte vannbeholdningen i Norge er den lagrede vannmengden i Norden ved utgangen av kvartalet litt over 73 TWh, eller 11,6 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

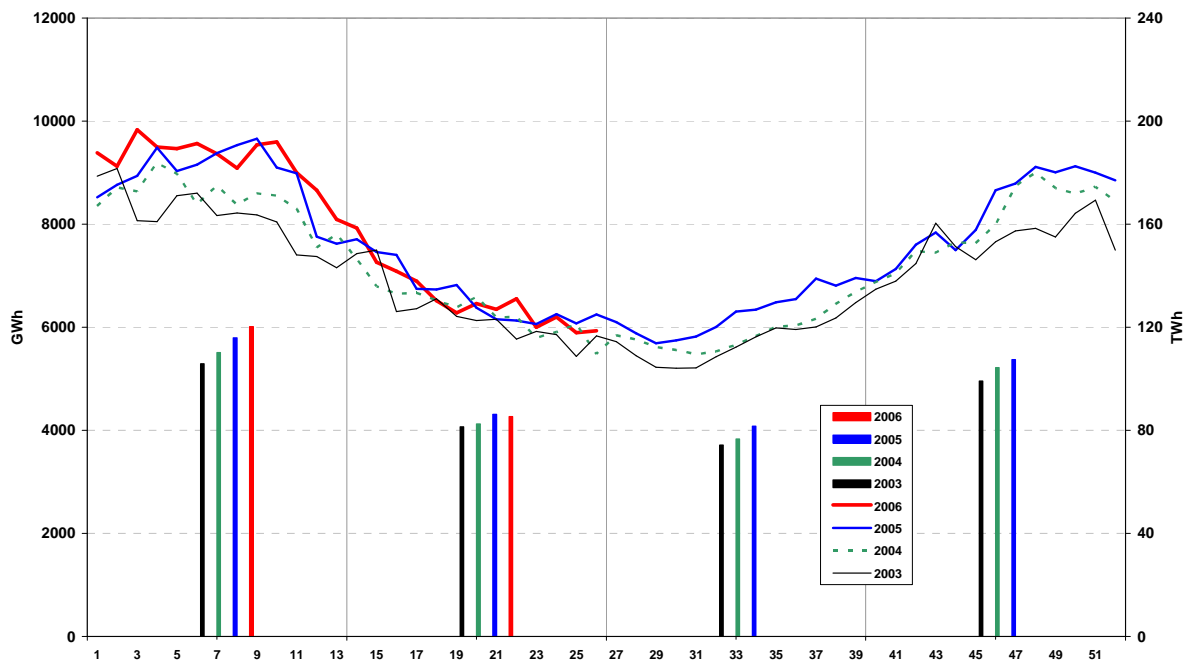
### 1.3.1 Nordisk kraftproduksjon

I løpet av andre kvartal 2006 har det blitt produsert 85,0 TWh elektrisk energi i Norden. I Norge og Sverige, som er de nasjonene i Norden med høyest kraftproduksjon har totalproduksjonen i andre kvartal vært 58,7 TWh. Det er en nedgang på nærmere 10 prosent fra tilsvarende kvartal i 2005. I Danmark og Finland produseres det i

Produksjon (TWh)	2. kv. 2006	Endring fra 2. kv. 2005	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	26	- 16 %	134	8 %
Sverige	33	- 5 %	152	0 %
Finland	17	22 %	71	- 4 %
Danmark	9	28 %	38	6 %
Norden	85	- 1 %	394	2 %

større grad elektrisk energi fra termiske kraftverk og her har det vært en sterk produksjonsøkning sammenlignet med andre kvartal i fjor. Til sammen økte produksjonen i disse landene med 24 prosent. Den samlede nordiske kraftproduksjonen i andre kvartal har dermed vært omtrent på samme nivå som i fjor. Betydelig mindre snø vinteren 2005/2006 enn foregående vinter har imidlertid bidratt til at en større andel av kraftforbruket i Norden i har blitt dekket av energi fra termiske kraftverk og også gjennom en økt kraftimport.

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

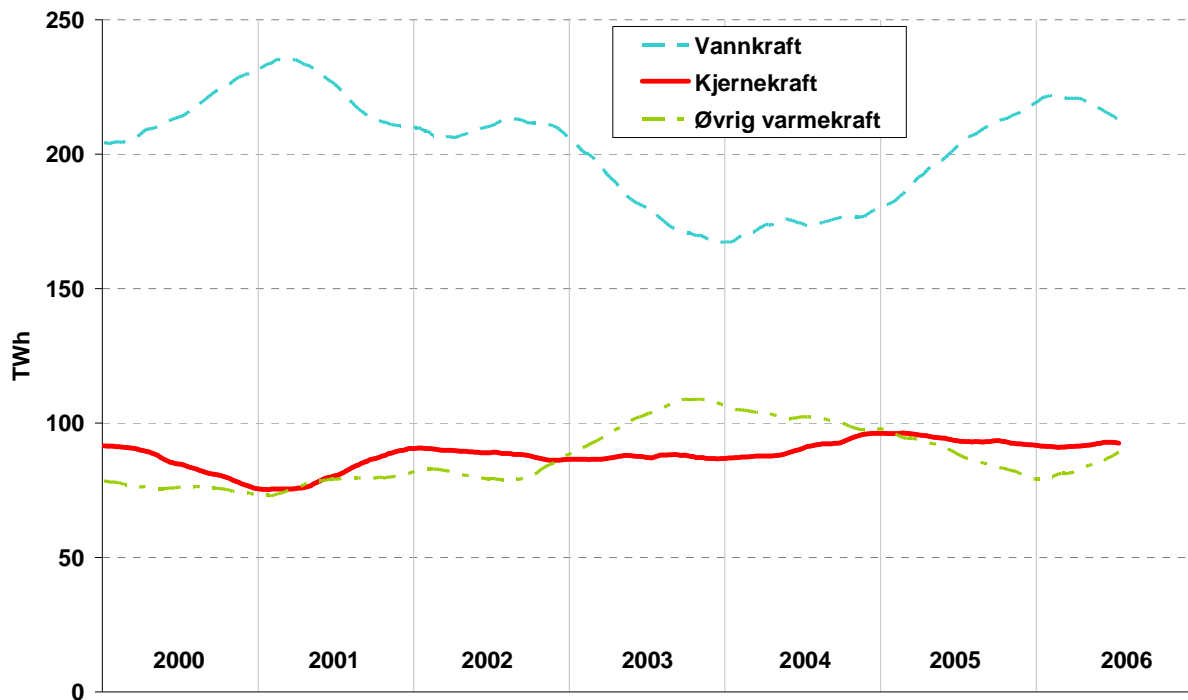


Ved utgangen av andre kvartal 2006 hadde det i den foregående 52-ukers perioden blitt produsert 212,8 TWh vannkraft. Til sammenligning var vannkraftproduksjonen i foregående 52-ukers periode ved utgangen av første kvartal 220,7 TWh. Figuren nedenfor illustrerer vekselvirkningen mellom vannkraft og øvrig varmekraft. Redusert vannkraft har for en stor del blitt kompensert gjennom økt produksjon fra øvrige varmekraftverk i Norden. Ved utgangen av andre kvartal var produksjonen fra



øvrige varmekraft i de foregående 52 ukene 89,2 TWh, mens det i tilsvarende periode ved utgangen av første kvartal hadde blitt produsert 82,9 TWh. I motsetning til vannkraft og øvrige varmekraft har produksjonen ved kjernekraftverkene vært relativt stabil. Ettersom den marginale produksjonskostnaden ved disse verkene i de siste årene har vært betydelig lavere enn prisene i spotmarkedet, har produsentene hatt incentiver til å produsere for fullt når verkene ikke har vært ute for reparasjoner og vedlikehold. Sum produksjon i de siste 52 uker har siden starten av 2005 ligget mellom 91 og 96 TWh.

Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2000 – 2006, sum for de siste 52 uker, TWh. Kilde: Nord Pool

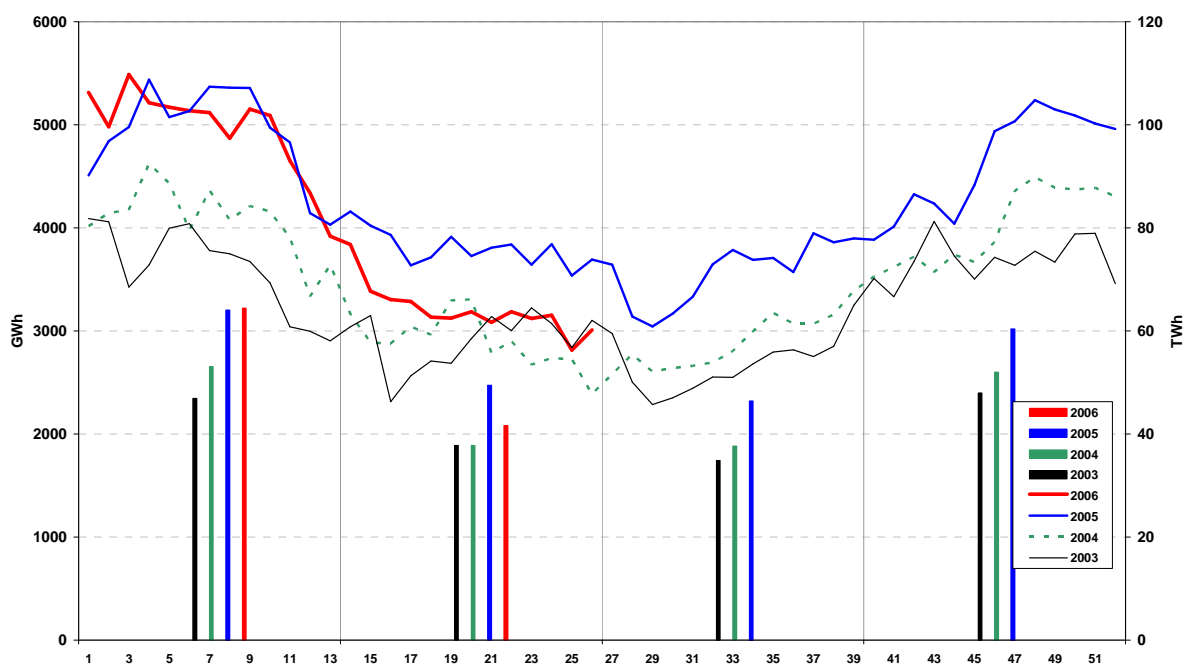


### 1.3.1.1 Vannkraft/kjernekraft/øvrige varmekraft

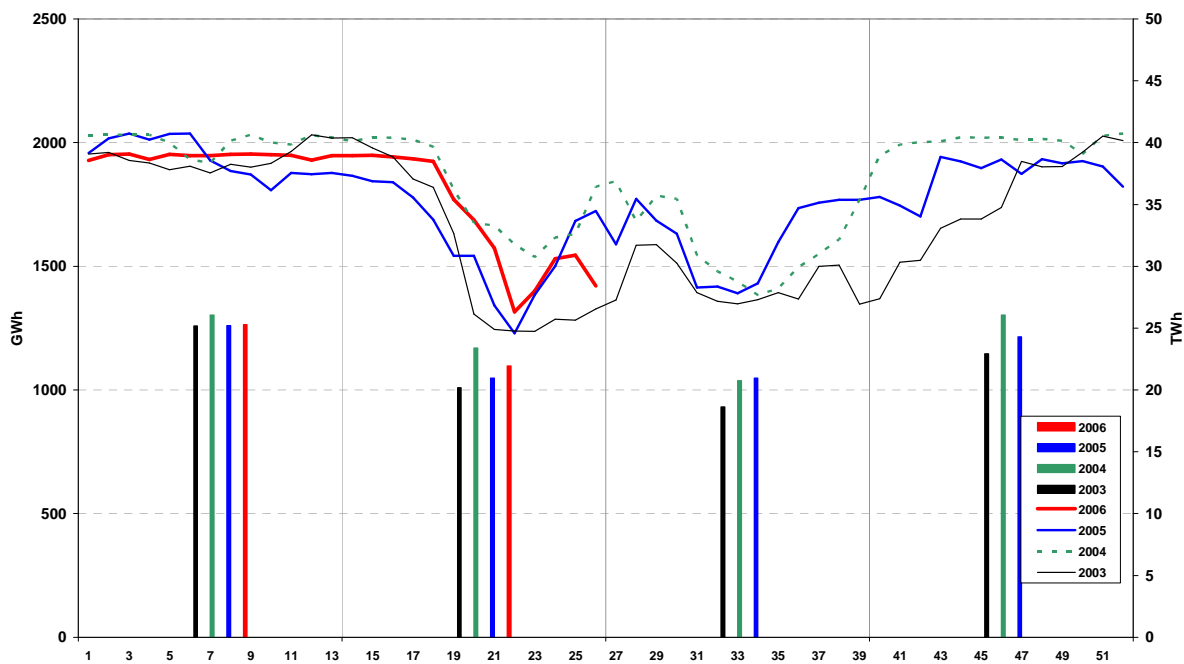
Vesentlig mindre snø i fjellet vinteren 2005/2006 enn normalt har påvirket kraftproduksjonen fra nordiske vannkraftverk denne sommeren. Sammenlignet med vannkraftproduksjonen i andre kvartal i fjor har produksjonen fra disse verkene falt med om lag 8,0 TWh. Produksjonen har likevel vært høyere enn det som ble observert i andre kvartal i 2003 og 2004. Kjernekraftproduksjonen i Norden har i andre kvartal i år vært 21,9 TWh. Kun i andre kvartal i 2004 har produksjonen fra kjernekraftverkene vært høyere. Dette til tross for at Barsebäck 2, med en installert kapasitet på 600 MW er nedlagt og ikke har vært tilgjengelig i år. Frem til og med uke 18 har det vært tilnærmet full produksjon fra de nordiske kjernekraftverkene. Fra uke 19, når snøsmeltingen normalt begynner å gi store tilsig startet revisjonsperioden. Fra øvrige varmekraftverk i Norden har produksjonen i andre kvartal vært 21,4 TWh. Sammenlignet med samme periode i fjor er det en økning på 5,7 TWh. Så langt i år har dermed produksjonen fra disse kraftverkene økt med 9,5 TWh fra de første to kvartalene i fjor.

Utover i tredje kvartal i år har komponentfeil i Forsmark 1 medført at Oskarshamnverkene og Forsmark 2 er tatt ut og den svenske kjernekraftproduksjonen er redusert med om lag en tredjedel. Umiddelbart har dette bidratt til økt produksjon fra vannkraftverk og øvrige varmekraftverk i Norden. Dette har også bidratt til økte priser og dermed økt import fra Tyskland.

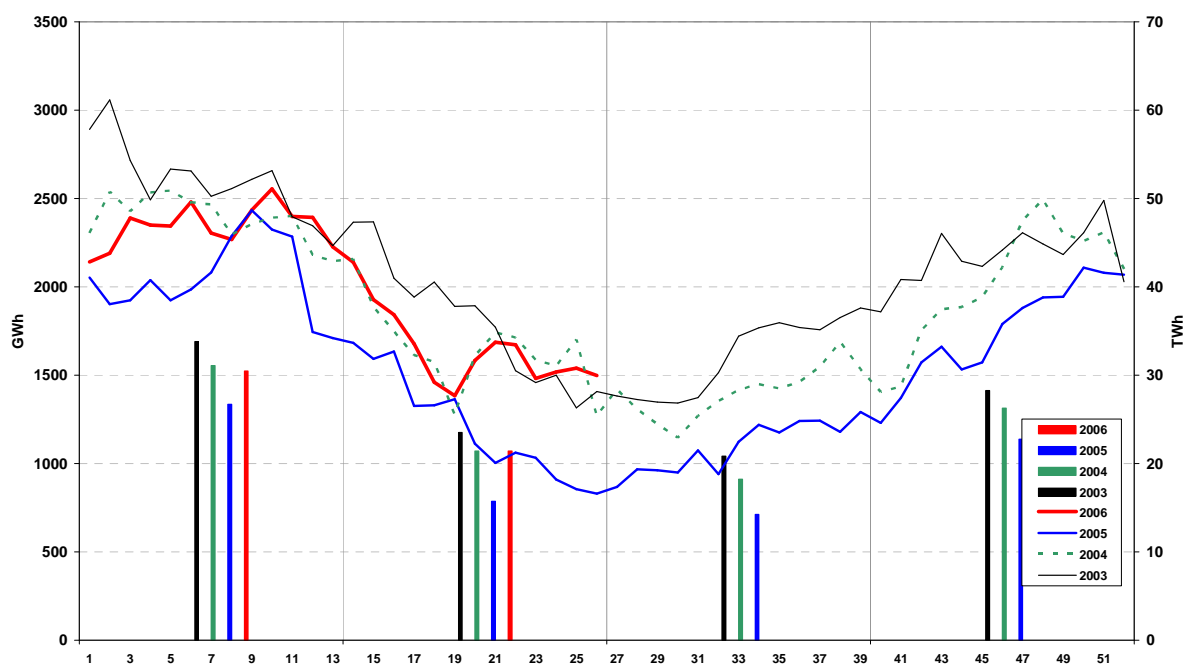
Figur 1.3.4 Nordisk vannkraftproduksjon, 2003 – 2006, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



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



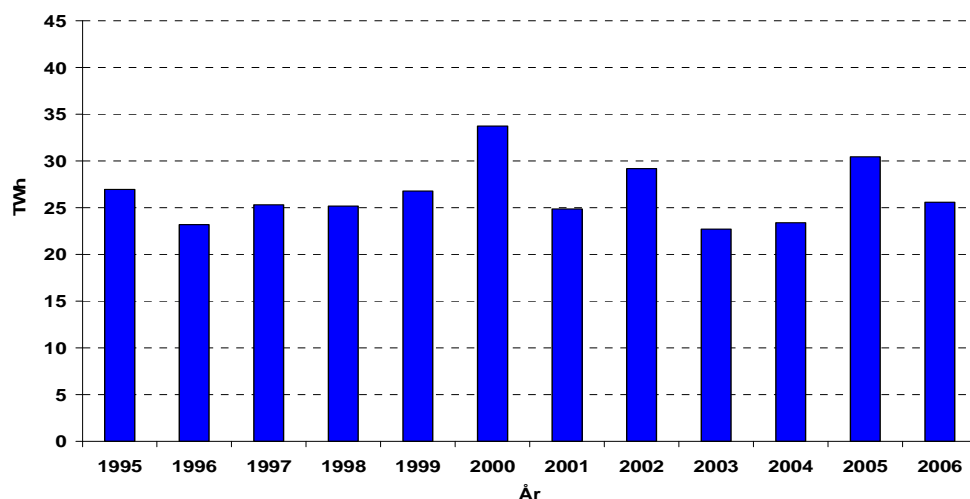
Figur 1.3.6 Nordisk produksjon fra øvrige varmekraftverk, 2003 – 2006, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.1.2 Norge – Sterk nedgang i produksjonen i andre kvartal 2006

Elektrisitetsproduksjonen i Norge i andre kvartal 2006 var 25,6 TWh.. I forhold til produksjonen i andre kvartal 2005 på 30,4 TWh, er det en nedgang på 15,8 prosent. Den lave produksjonen henger sammen med lite tilsig og lav magasinifylling.

Figur 1.3.7 Kraftproduksjon i andre kvartal for perioden 1995-2006, TWh. Kilde: NVE

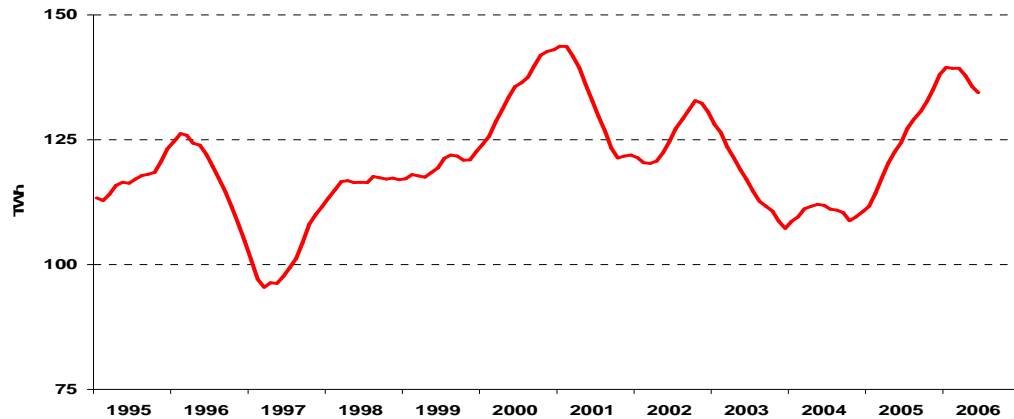


I første halvår 2006 var produksjonen 67,2 TWh som er 3,7 TWh mindre enn i samme periode i 2005, dvs. en nedgang på 5,2 prosent.

De siste 12 månedene er det produsert 134,4 TWh mot 124,4 TWh i tilsvarende periode ett år før. Det er en økning på 8,1 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed over 13 TWh høyere enn

midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til vel 121 TWh. Det var først og fremst tilsig godt over det normale siste halvdel av 2005 som førte til den høye kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

Figur 1.3.8 Kraftproduksjon i Norge, sum for de siste 12 måneder, TWh. Kilde: NVE

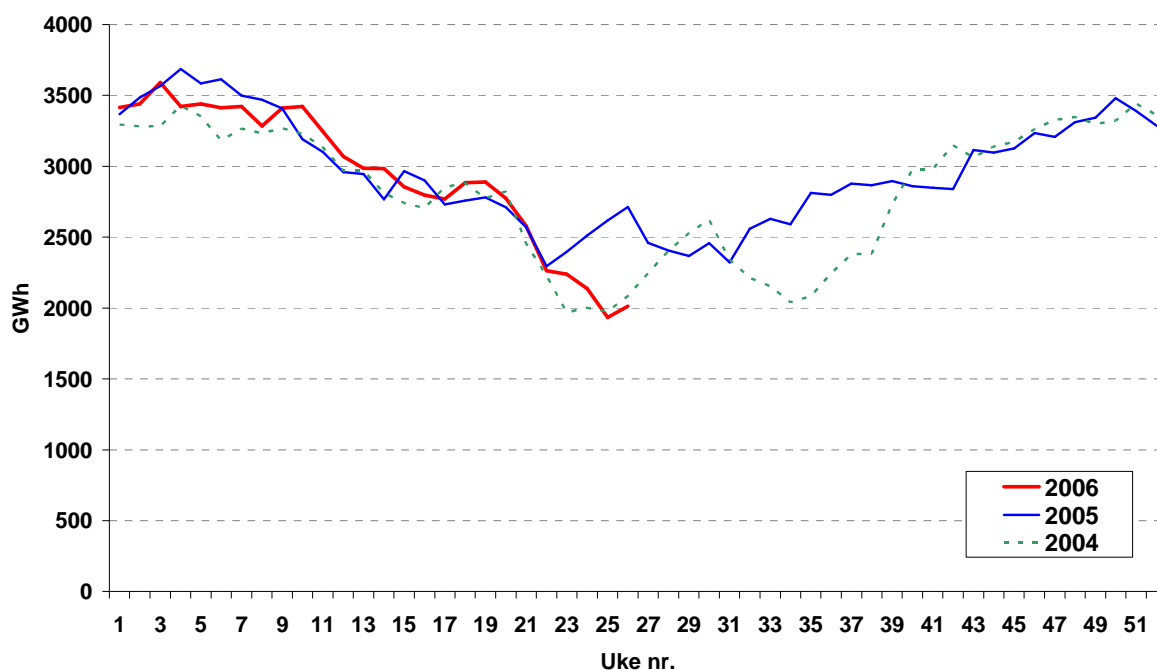


Figuren viser at den norske kraftproduksjonen i stor grad varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996/97 og 2002/03 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den har fått følger for produksjonen helt frem til utgangen av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

### 1.3.1.3 Sverige

I Sverige har det blitt produsert 33,1 TWh i andre kvartal 2006. 40 prosent av denne produksjonen har kommet fra svenske vannkraftverk, mens 50 prosent har kommet fra de svenske kjernekraftverkene. Den resterende produksjonen har kommet fra andre termiske kraftverk og vindkraftproduksjon. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i 2005 har det som ellers i Norden, vært redusert vannkraftproduksjon, mens produksjonen fra termiske kraftverk har økt. Spesielt i slutten av andre kvartal i år har den svenske totalproduksjonen vært lavere enn på samme tid i fjor. Det svenske kjernekraftverket Barsebäck 2 (600 MW) var i drift frem til slutten av mai 2005 og bidrar til å forklare redusert svensk kjernekraftproduksjon. I tillegg var den svenske vannkraftproduksjonen betydelig høyere gjennom sommeren i fjor enn det som er observert denne sommeren.

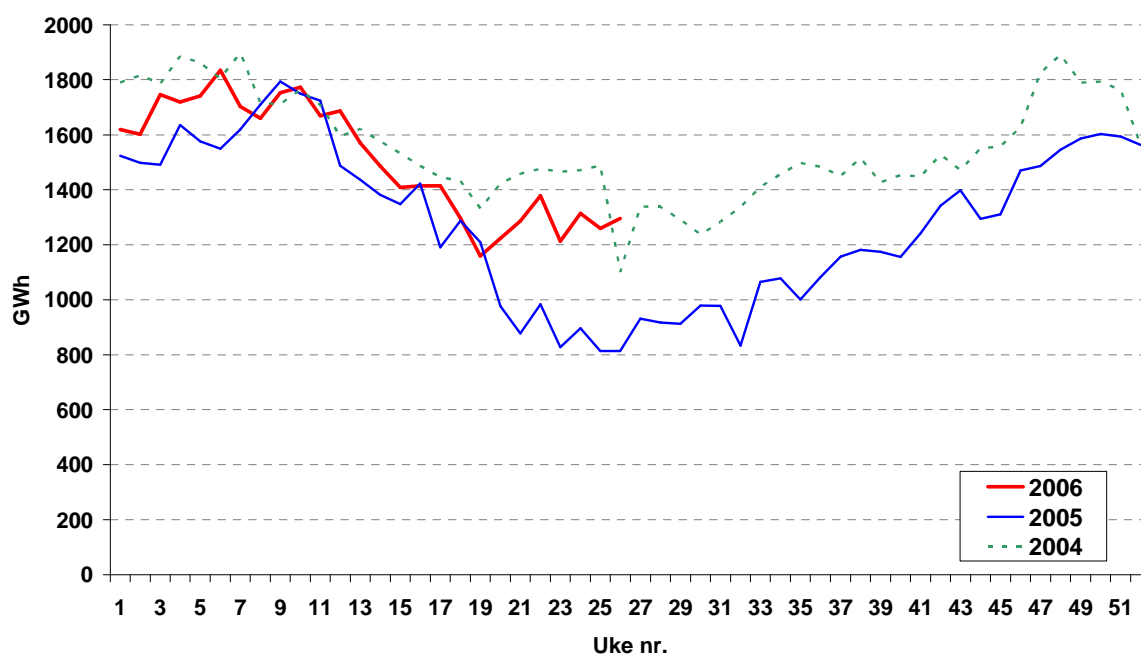
Figur 1.3.9 Svensk produksjon, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



#### 1.3.1.4 Finland

I deler av andre kvartal 2005 var finsk kraftproduksjon og forbruk sterkt preget av konflikten i den finske papirindustrien. Dette medførte at rundt en tredel av både forbruk og produksjon ikke lå inne. Dette har bidratt til den sterke økningen i den finske kraftproduksjonen fra andre kvartal 2005 til andre kvartal 2006. Totalt har det blitt produsert 17,1 TWh elektrisk energi i Finland i andre kvartal og det tilsvarer en økning på 22 prosent fra andre kvartal i 2005. En sammenligning mot totalproduksjonen i andre kvartal 2004 viser imidlertid redusert produksjon til tross for at prisene i spotmarkedet har steget med over 100 kr/MWh i den gjeldende perioden

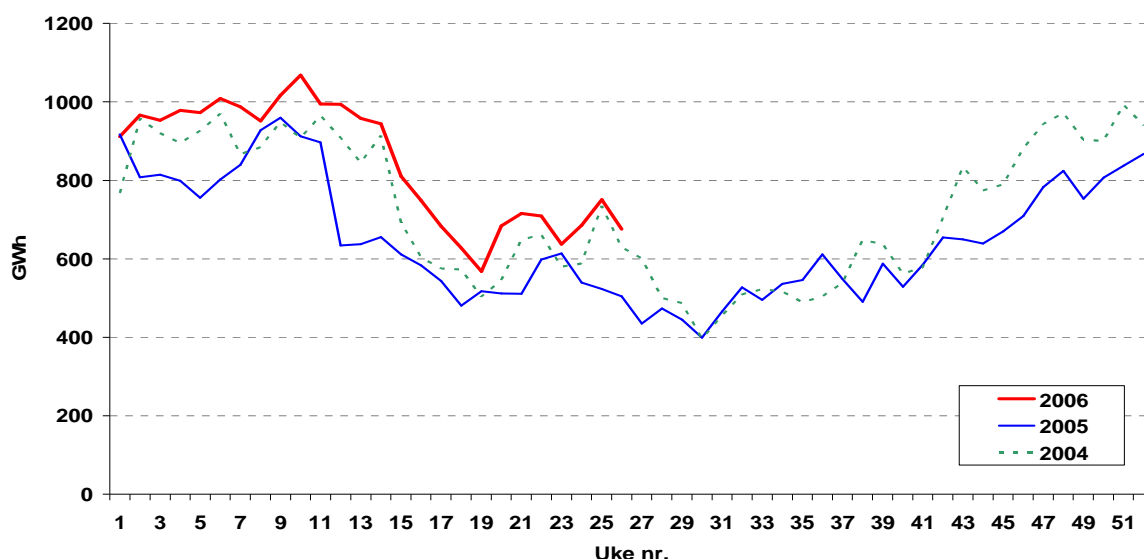
Figur 1.3.10 Finsk produksjon, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



### 1.3.1.5 Danmark

Også i Danmark har det vært en betydelig produksjonsøkning i andre kvartal sammenlignet med samme kvartal i 2005. Den høye vannkraftproduksjonen i Norden i fjor presset prisene i det nordiske kraftmarkedet ned, og det førte også til at flere kraftverk i Danmark ikke produserte like mye som det som har vært observert i mindre nedbørrike år. I 2003, 2004 og 2006 har produksjonen ved danske kraftverk vært betydelig høyere enn det som ble observert i andre kvartal i fjor. Totalt ble det produsert 9,2 TWh elektrisk energi i andre kvartal 2006.

Figur 1.3.11 Dansk produksjon, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



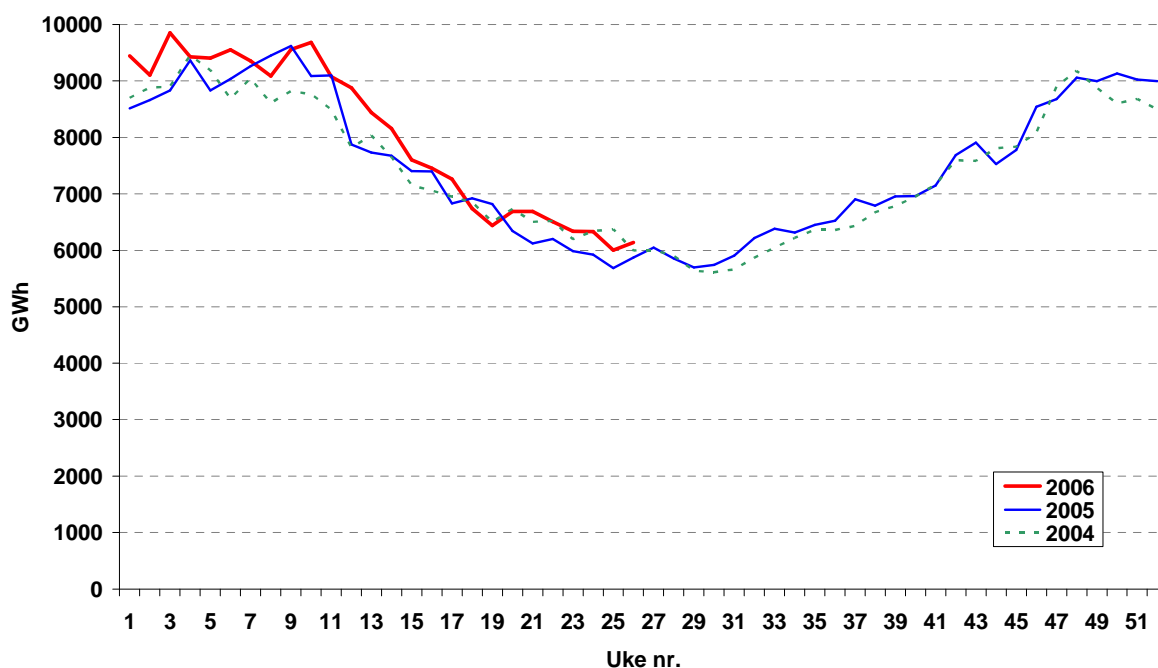
### 1.3.2 Nordisk kraftforbruk

Det nordiske kraftforbruket økte med 4 prosent fra 85,2 TWh i andre kvartal 2005 til 88,4 TWh i andre kvartal 2006. Økningen skyldes i stor grad konflikten i den finske papirindustrien som begrenset forbruket i Finland på forsommeren i fjor. I Danmark, Norge og Sverige har det vært en forbruksnedgang på 1 prosent fra andre kvartal i 2005. Forbruket i de siste 52

Forbruk (TWh)	2. kv. 2006	Endring fra 2. kv. 2005	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	27	- 4 %	126	2 %
Sverige	33	0 %	148	2 %
Finland	20	24 %	89	6 %
Danmark	8	1 %	36	2 %
Norden	88	4 %	398	3 %

ukene viser likevel at det har vært en nordisk forbruksøkning på 3 prosent fra foregående 52 ukers periode og vekst i alle de nordiske landene. Ved utgangen av uke 26 i 2006, var det samlede nordiske kraftforbruket i de siste 52 ukene 398,4 TWh. Samtidig har det vært registrert maksimalforbruk over en 52 ukers periode i Danmark, Finland og Norge i andre kvartal, mens maksimalårsforbruket i Sverige har vært 149,2 TWh og dermed identisk med forrige maksimalverdi som skrev seg fra juni 2000 til mai 2001.

Figur 1.3.12 Nordisk forbruk, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool

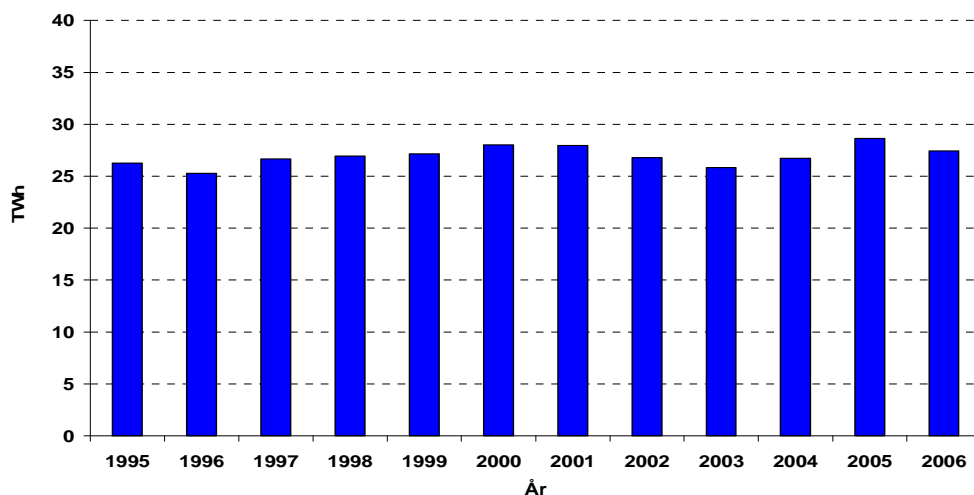


### 1.3.2.1 Norge – avtakende vekst i det norske kraftforbruket

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i andre kvartal på i alt 27,4 TWh mot 28,6 TWh i samme kvartal i 2005. Det er en nedgang på 4,2 prosent. Nedgangen har sammenheng med redusert forbruk i kraftintensiv industri og betydelig høyere kraftpriser enn i samme kvartal ett år før.

Til tross for nedgangen i andre kvartal 2006 er det norske kraftforbruket fortsatt 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.

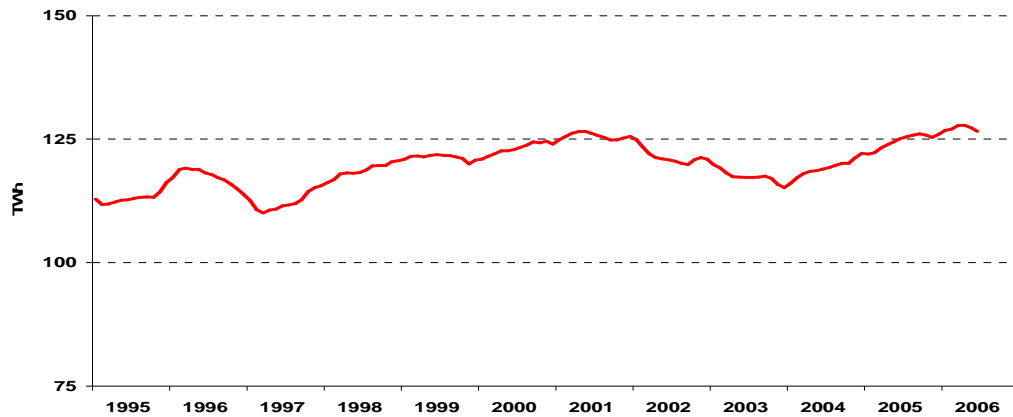
Figur 1.3.13 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i andre kvartal for perioden 1995-2006, TWh. Kilde: NVE



I første halvår 2006 var elektrisitetsforbruket 66,2 TWh. Det er 0,5 TWh mer enn i samme periode i 2005, dvs. en økning på 0,8 prosent.

I sum for de siste 12 månedene har det norske elektrisitetsforbruket vært 126,6 TWh. Det er en økning på 1,5 TWh eller 1,2 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene var omtrent av 5,5 TWh høyere enn midlere årsproduksjon.

Figur 1.3.14 Innenlandsk elektrisitetsforbruk, sum for de siste 12 måneder, TWh. Kilde: NVE



Forbruket er i ferd med avta etter å ha steget i perioden 2004-2005. Sum forbruk de siste 12 månedene er nå omtrent på nivået fra sommeren 2001.

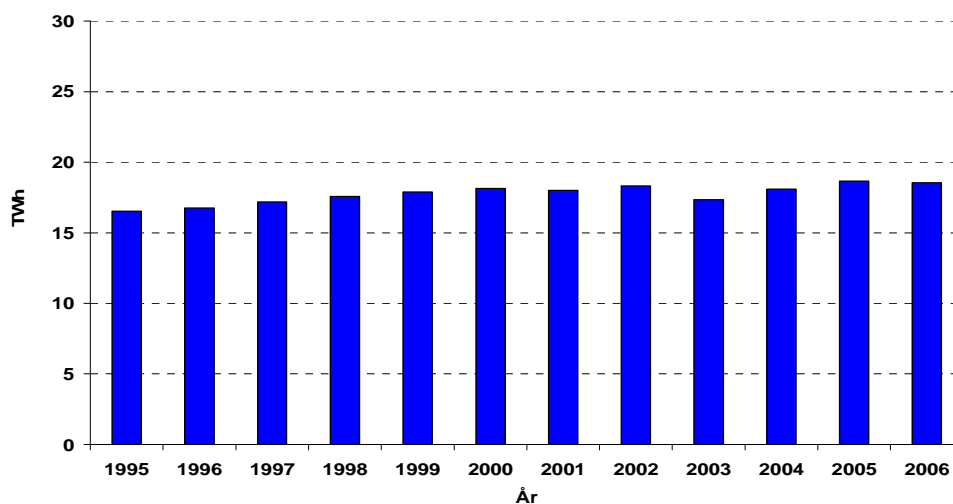
Forbruket i alminnelig forsyning var i andre kvartal 18,1 mot 18,4 TWh i tilsvarende kvartal i 2005. Det er en nedgang på 1,8 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en økning 3,5 prosent.

Andre kvartal var ikke bare litt varmere enn samme kvartal i 2005, men også litt varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 18,5 TWh i andre kvartal 2006 mot 18,7 i tilsvarende kvartal i 2005, dvs. en nedgang på 0,6 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en økning på 2,4 prosent.

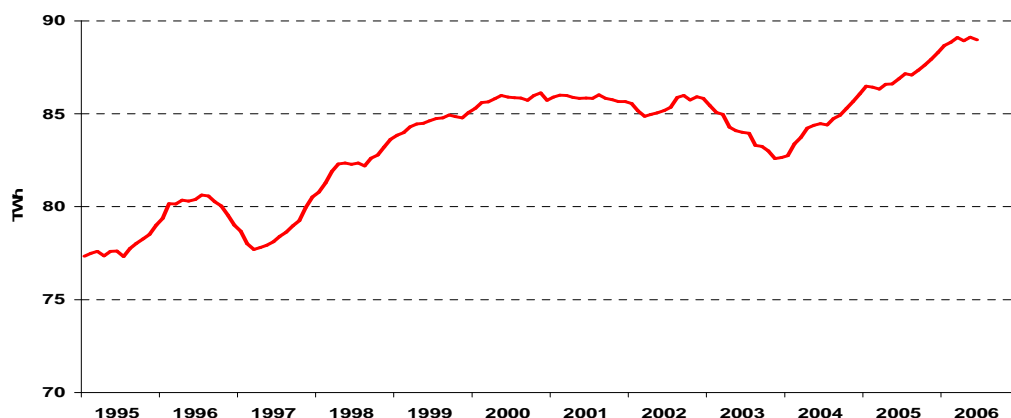
Figur 1.3.14 viser at forbruket i andre kvartal har økt jevnt i hele perioden 1997-2001. Deretter gikk forbruket ned i 2002 og 2003, før det igjen fortsatte å stige. I 2006 har det vært en utflating i forbruket. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i andre kvartal 2006 er det nest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



Figur 1.3.15 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, andre kvartal 1995-2006, TWh. Kilde: NVE



Figur 1.3.16 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, sum for de siste 12 måneder, TWh. Kilde: NVE

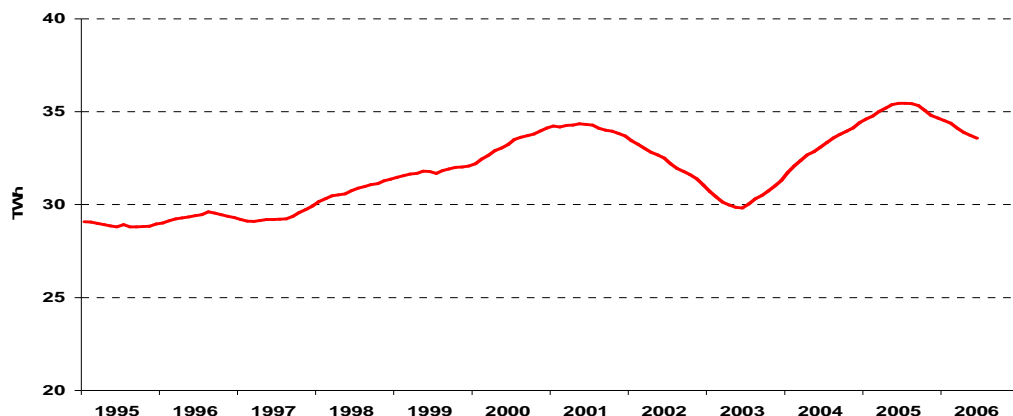


Kraftforbruket i den kraftintensive industrien har vært i sterk vekst fra sommeren 2003 og frem til sommeren 2005. Økningen har sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i perioder av 2003 solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv. Forbruket i denne sektoren er nå i ferd med å avta på grunn av bl.a. redusert aktivitet for deler av industrien som følge av høye kraftpriser.

Forbruket i kraftintensiv industri var i andre kvartal 6,1 prosent lavere enn i samme periode i 2005.

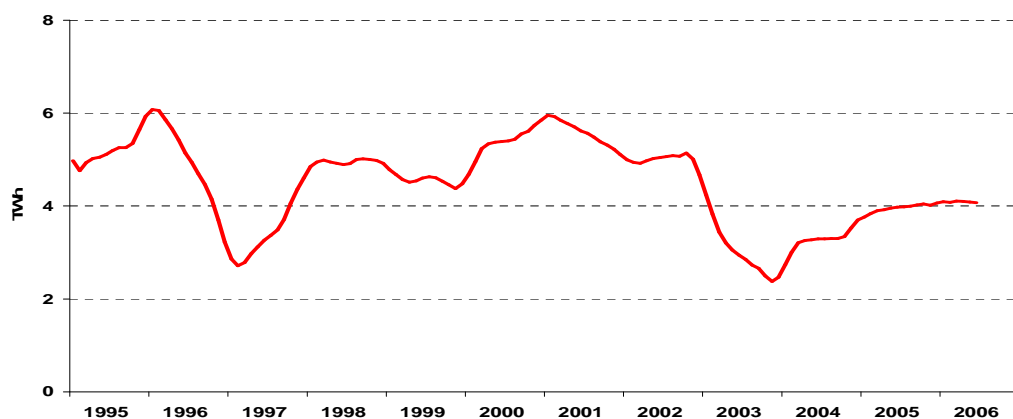
De siste 12 månedene var forbruket i kraftintensiv industri 33,6 TWh referert kraftstasjon. Det er en nedgang på 5,3 prosent fra tilsvarende periode 12 måneder før. Det er først og fremst produktgruppen jern, stål og ferrolegeringer som har bidratt til nedgangen.

Figur 1.3.17 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12 måneder, TWh. Kilde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i andre kvartal 4,2 prosent lavere enn i tilsvarende periode i 2005. De siste 12 månedene har forbruket vært 4,1 TWh som er 2,5 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 1.3.18 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for de siste 12 måneder, TWh. Kilde: NVE



Elektrokjeler benytter ofte olje i stedet for elektrisitet dersom det er 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 kraft til elektrokjeler i perioden 1990-2006 er 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.

### Sluttbruk av andre energibærere i Norge

Viktige energibærere til stasjonær sluttbruk utover elektrisitet er olje, gass og biobrensel. Fjernvarme har økende utbredelse, og avfall er det dominerende brenselet ved varmeproduksjon i fjernvarmeanlegg. For forbruket av disse energibærerne foreligger ikke offisiell statistikk for andre kvartal. Salgstall for petroleumsprodukter kan imidlertid benyttes som en indikator på sluttbruk.

Av petroleumsprodukter til oppvarming i stasjonær sektor benyttes i hovedsak fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin benyttes stort sett i husholdningene. Fyringsolje benyttes i flere sektorer,

men vi fokuserer her på stasjonære formål; husholdninger/næringsbygg, industri og offentlig virksomhet.

Foreløpige tall for leveranser av fyringsparafin- og olje i stasjonære sektorer antyder en oppgang på 9,8 % for de to første kvartalene i 2006 sammenlignet med samme tidsrom i 2005. Levert volum av fyringsparafin i 2. kvartal 2006 øker svakt sammenlignet med forbruket i 2. kvartal 2005, fra 24 til 25 millioner liter. Salget av lette fyringsoljer øker også noe fra 98 millioner liter for 2. kvartal i 2005 til 102 millioner liter i 2006. Det samlede forbruket av fyringsparafin og -olje i stasjonære sektorer for 2. kvartal 2006, 127 millioner liter, tilsvarer et teoretisk energiinnhold på rundt 1,27 TWh. Justert for antatte virkningsgrader på 0,75 for parafin og 0,80 for fyringsolje utgjorde den nyttiggjorte energien anslagsvis 1 TWh. (Kilde: NP)

De forbrukere med oppvarmingssystemer som kan veksle mellom elektro- og oljekjeler, kan velge mellom å fyre med olje eller elektrisitet, alt etter hva som gir best økonomi. Høye priser på olje i løpet av de siste årene antas å ha medført at bruken av fyringsolje i slike oppvarmingssystemer har vært begrenset. Oppgang i forbruket av petroleumsprodukter til fyring fra første halvår 2005 til første halvår 2006 kan delvis ha sammenheng med høyere priser på elektrisitet til de aktuelle sluttbrukerne. Temperaturforskjeller og generell aktivitetsøkning kan også ha medvirket til oppgangen.

Gass benyttes i Norge nesten utelukkende i industrien, selv om distribusjon av gass til husholdningene er aktuelt i noen områder.

Bruken av biomasse som brensel øker. Skogsbrensel og restprodukter fra treindustri utgjør hoveddelen av dette. Biobrensel distribueres vanligvis i form av ved, flis, pellets eller briketter.

Nye tall viser at husholdningene brant 1,4 millioner tonn ved i løpet av 2005. Dette tilsvarer 3,2 TWh nyttiggjort varme, eller et teoretisk energiinnhold i veden på 6,5 TWh. Rundt 30 prosent av norske vedovner var i 2005 av moderne, rentbrennende type. Denne type ovner gir en reduksjon i svevestøv på 12 000 tonn sammenlignet med om veden var blitt brent i gamle ovner. Laboratorietester viser at gamle ovner slipper ut 5-6 ganger så mye svevestøv som nye. Som følge av at energien i veden utnyttes bedre i ovner av ny type ble det produsert 0,7 TWh mer varmeenergi enn om veden hadde blitt brent utelukkende i gamle ovner. Resultatene fremkommer av den tredje undersøkelsen i en serie kvartalsvise undersøkelser som SSB gjennomfører med støtte fra NVE, SFT og Landbruks- og matdepartementet.

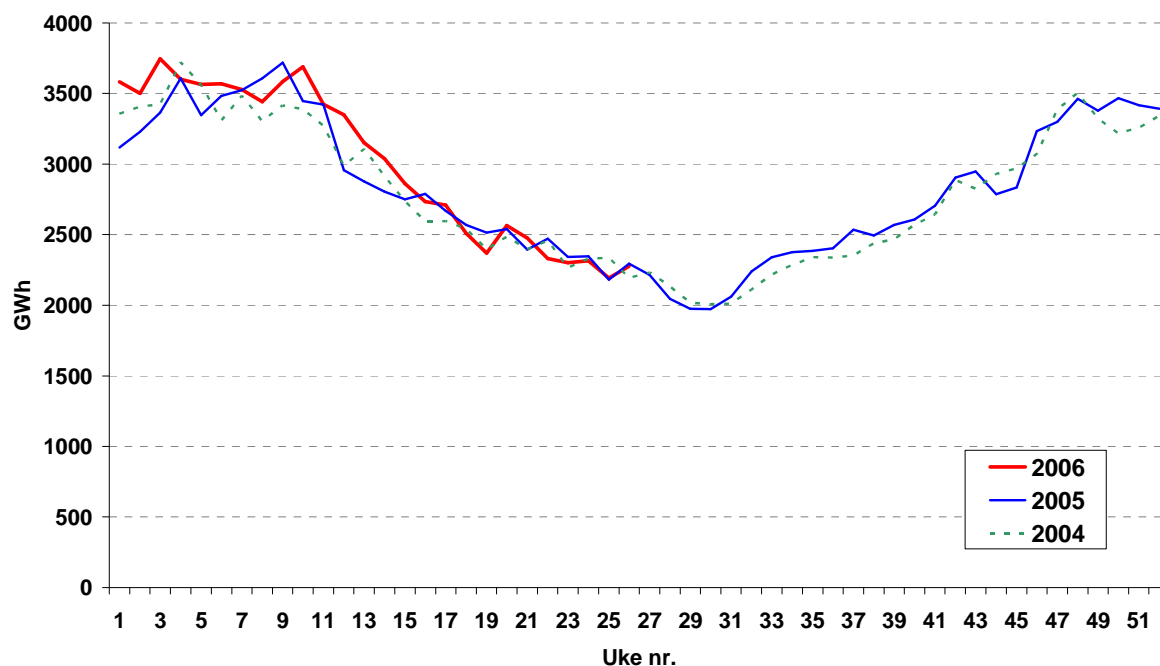
Statistikk fra bransjeorganisasjonen (Norsk Bioenergiforening) viser at det i 2005 ble solgt 19497 tonn pellets og 35912 tonn briketter i Norge. Samlet representerer dette et teoretisk energiinnhold på rundt 0,26 TWh eller antatt nyttiggjort energi tilsvarende omtrent 0,2 TWh. Det meste av dette blir brent i varmesentraler selv om noe pellets blir benyttet i pelletskaminer i husholdningene.

Fjernvarme levert til sluttbrukere utgjorde i 2004 omtrent 2,3 TWh. I 2004 var 45,2 % av fjernvarmeproduksjonen basert på avfall. Elektrokjeler stod for 21,7 % og fliskjeler representerte 12,3 %. Det øvrige var fordelt på spillvarme, gass, varmepumper og oljekjeler.

### 1.3.2.2 Sverige

I andre kvartal 2006 har kraftforbruket i Sverige vært 32,7 TWh. Det er identisk med forbruket i Sverige i dette kvartalet i fjor. Hittil i år har imidlertid det svenske forbruket vært en del høyere enn i løpet av de første 26 ukene i fjor. Dette skyldes i hovedsak kjøligere vær denne vinteren enn det som ble registrert i starten av 2005. Det faktiske kraftforbruket i Sverige i løpet av de første 26 ukene var 78,4 TWh og steg med 3 prosent fra tilsvarende periode i fjor. Korrigert for temperaturvirkningen har imidlertid stigningen kun vært 1 prosent.

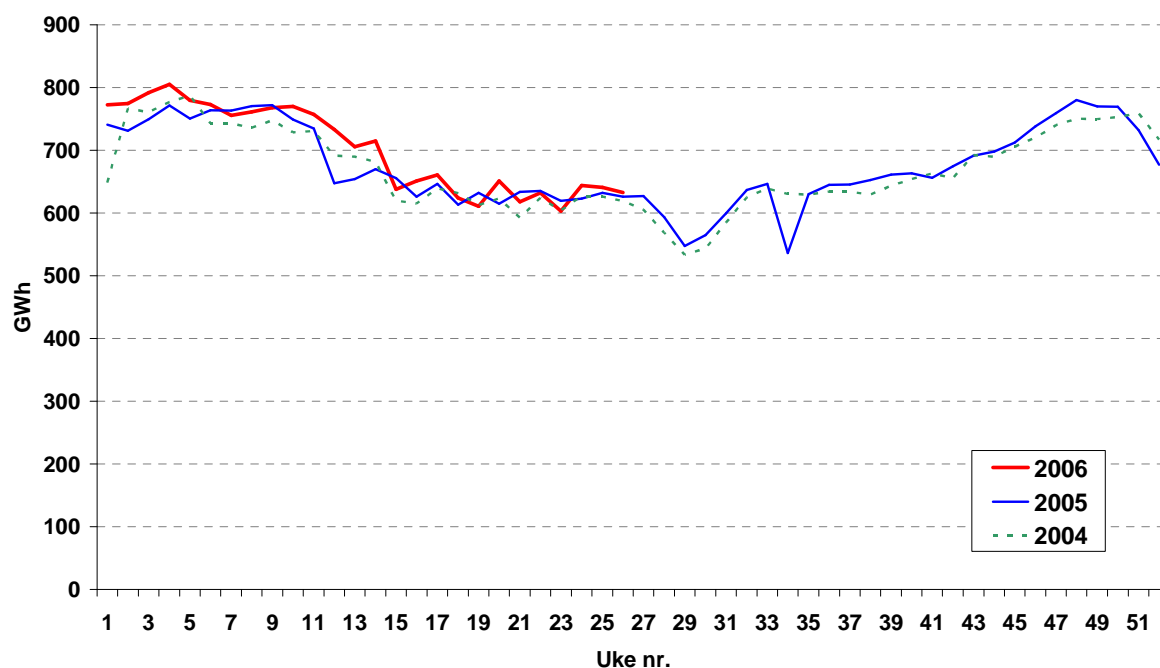
Figur 1.3.19 Svensk forbruk, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



### 1.3.2.3 Danmark

Totalt var forbruket av elektrisk energi i Danmark 8,3 TWh i andre kvartal. Aldri tidligere har det danske kraftforbruket vært så høyt i andre kvartal. Dette bidro også til at det akkumulerte kraftforbruket i de siste 52 ukene også ble rekordhøyt. Mellom uke 27 i 2005 og uke 26 i 2006 var det danske kraftforbruket 35,6 TWh og dermed høyere enn i både januar 2002 og mars 2003, da kraftforbruket i den foregående 52 ukersperioden var 35,5 TWh.

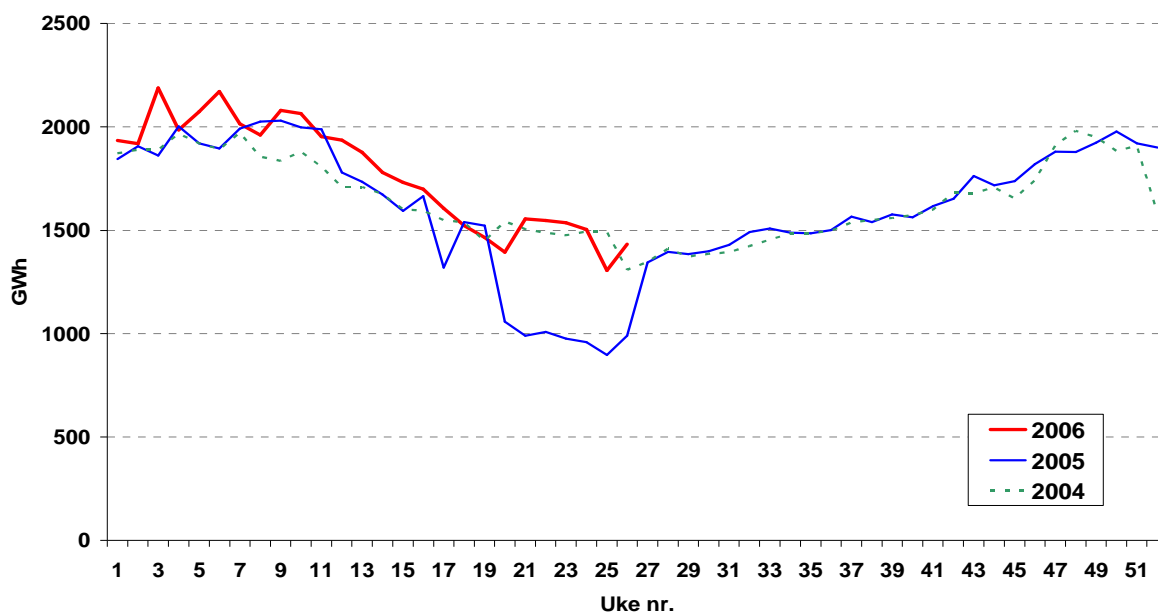
Figur 1.3.20 Dansk forbruk, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



### 1.3.2.4 Finland

Også i Finland var forbruket rekordhøyt. Ved utgangen av andre kvartal var forbruket i den foregående 52 ukers perioden 88,7 TWh. Forbruket i Finland har vært jevnt stigende og på under fem år har årsforbruket økt med over 10 TWh. Før konfliktene i papirindustrien startet opp i fjor var årsforbruket 86,8 TWh (uke 17, 2004 – uke 16, 2005). I andre kvartal i år har kraftforbruket i Finland vært 20,1 TWh.

Figur 1.3.21 Finsk forbruk, 2004 – 2006. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



### 1.3.3 Handel og kraftutveksling

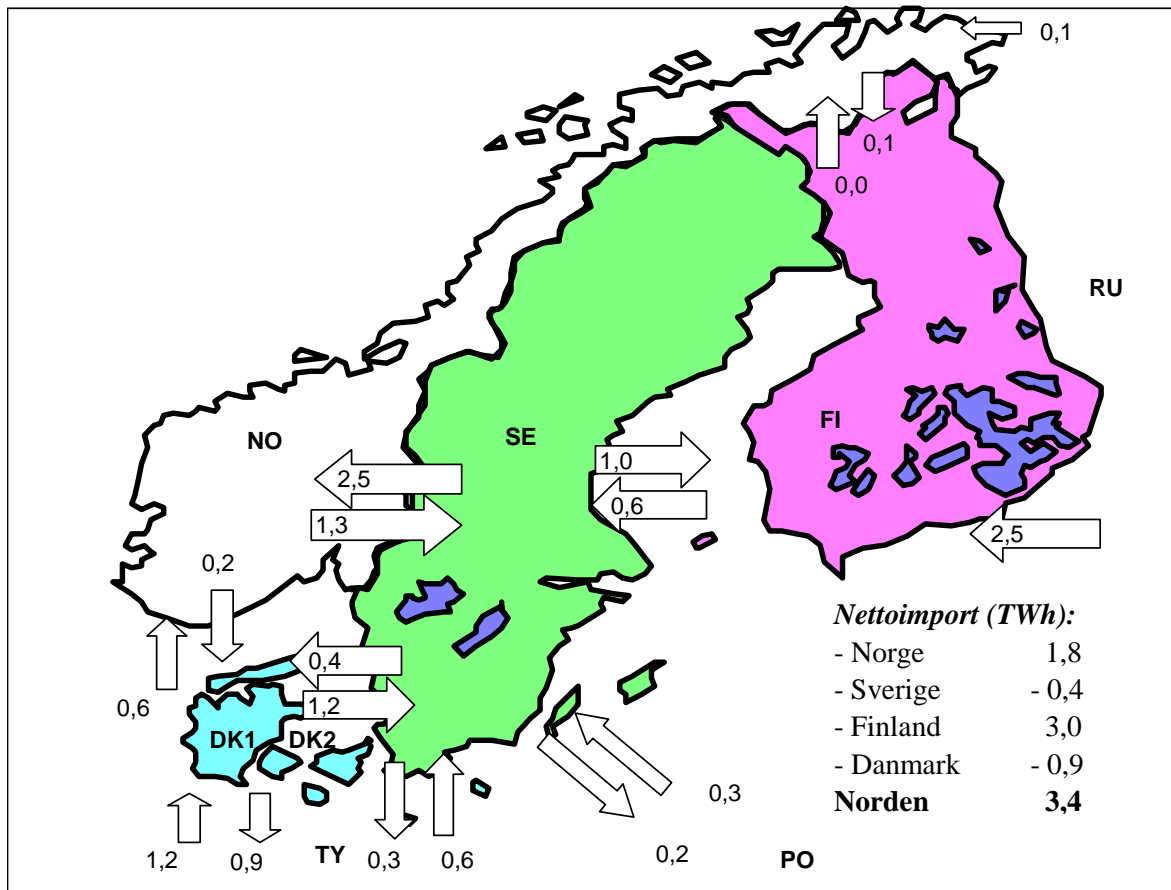
I andre kvartal 2006 har den nordiske nettoimporten vært 3,4 TWh. Sammenlignet med andre kvartal i 2005 har dermed nettokraftflyt endret seg fra nordisk eksport til import. Gjennom andre kvartal i år har den nordiske nettoimporten vært nesten oppe på samme nivå som i samme periode i 2003 og 2004 da ressursbeholdningen for vannkraft også var vesentlig

Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	2. kv. 2006	2. kv. 2005	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	1,8	- 1,8	- 7,8	0,4
Sverige	- 0,4	- 1,9	- 3,1	- 5,5
Finland	3,0	2,1	17,8	9,2
Danmark	- 0,9	1,0	- 2,1	- 0,8
Norden	3,4	- 0,7	4,7	3,3

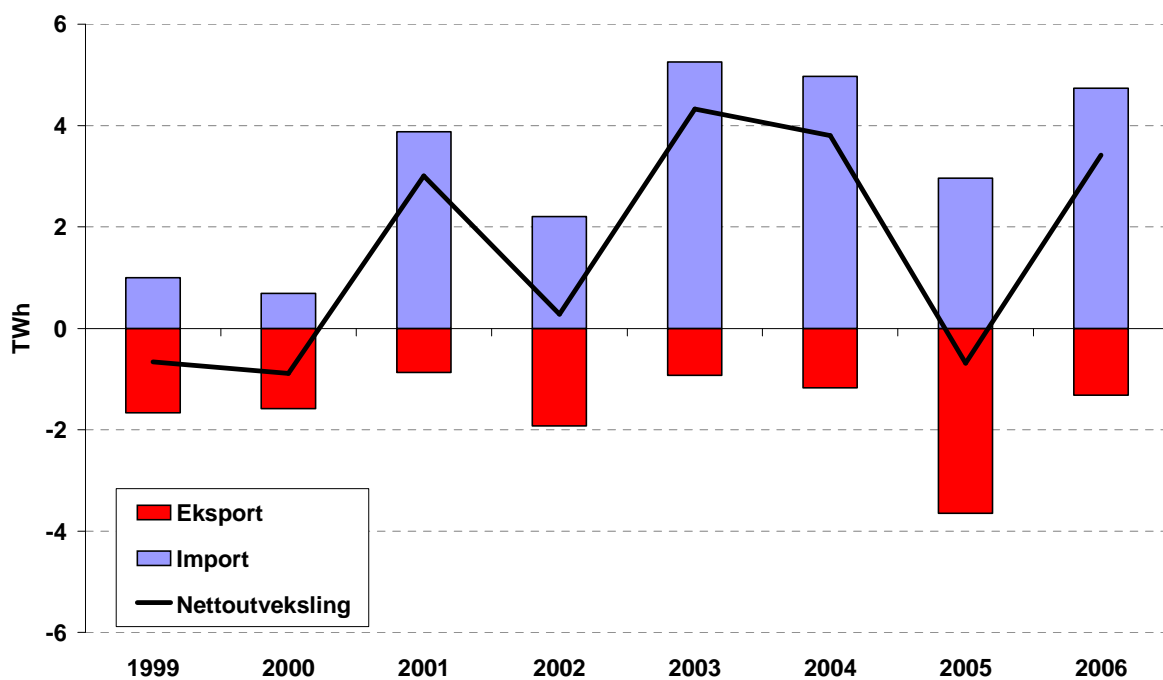
under normalt. Fra Russland har det vært ensidig nordisk import som til sammen har utgjort 2,6 TWh. Fra Tyskland har det også vært overvekt av nordisk import gjennom andre kvartal. Totalt har den nordiske nettoimporten fra Tyskland i andre kvartal vært på om lag 0,6 TWh. Relativt høyere priser i det nordiske markedet dette kvartalet har bidratt til å gi signaler om nordisk kraftimport. Fortsatt er imidlertid døgnfluktuationene større i det tyske kraftmarkedet som har et større innslag av termisk kraftproduksjon. Dette har ført til at det i perioder med høy last i systemet som regel har vært nordisk

krafteksport til Tyskland. Mellom Norden og Polen har det i andre kvartal vært vekslende kraftflyt. Også på denne forbindelsen er det hovedsakelig nordisk eksport på dagtid og import på natten og i helgen. I løpet av de siste 52 ukene (fra uke 27, 2005 til uke 26, 2006) har det vært en nordisk nettoimport på 4,7 TWh.

Figur 1.3.22 Import og eksport i Norden, andre kvartal 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



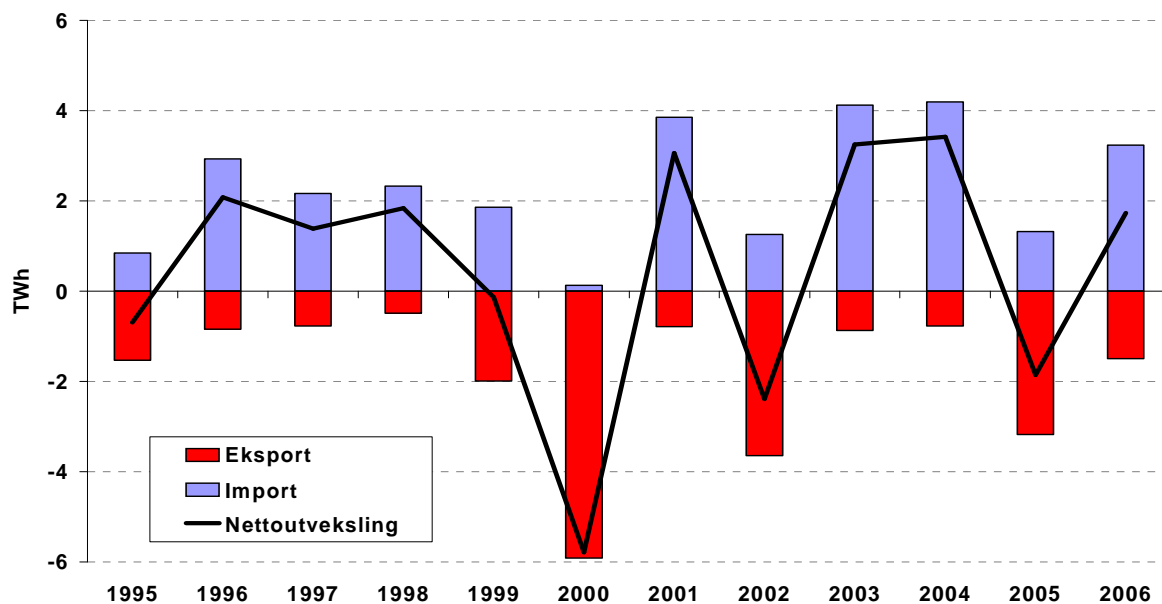
Figur 1.3.23 Nordens netto kraftimport andre kvartal, 1999-2006. TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.3.1 Norge

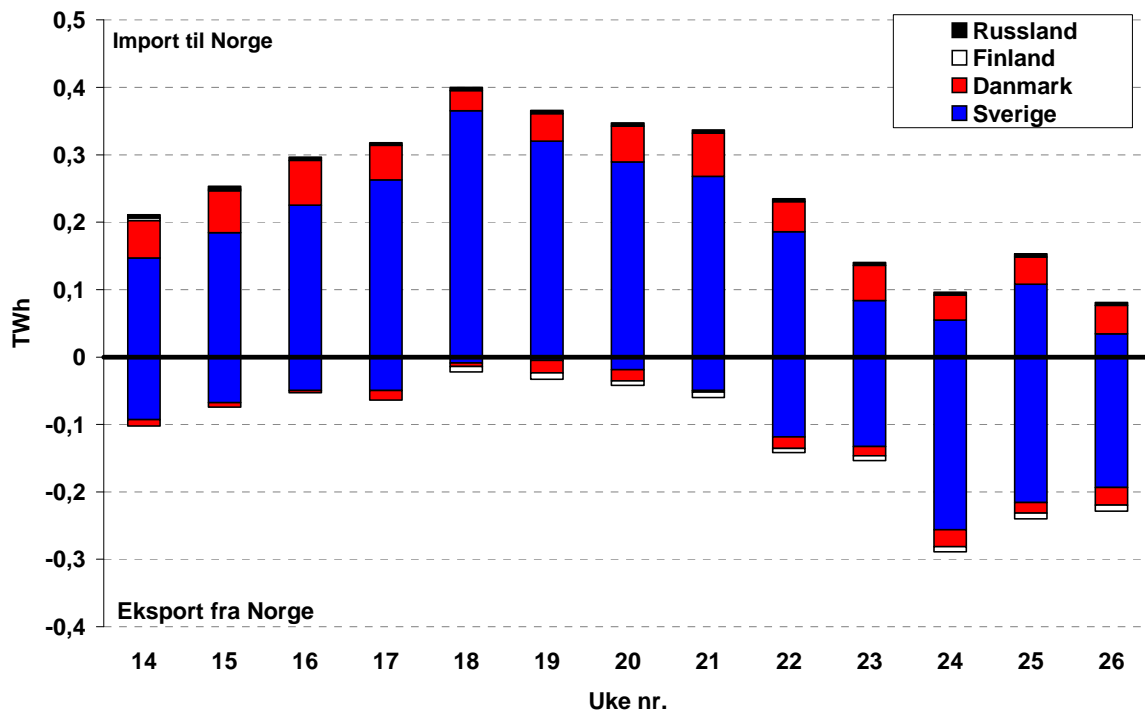
Den totale norske nettoimporten i andre kvartal var 1,8 TWh. Mindre vann i magasinene og lite snø i fjellet har bidratt til økt verdien på vannet og en mer restriktiv kjøring av vannkraftverkene enn det som ble observert i 2005. Økte vannverdier har bidratt til at kraftimporten til Norge har økt. Importen har likevel vært lavere enn i andre kvartal 2001, 2003 og 2004.

Figur 1.3.24 Import/eksport Norge, andre kvartal 1995 – 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



Gjennom mesteparten av ukene i første kvartal 2006 var prisene i det tyske markedet betydelig høyere enn i det nordiske markedet. Dette førte til at det var økt kraftetterspørsel i det nordiske kraftmarkedet og nordisk eksport til Tyskland. Dette bidro til å opprettholde en høy norsk produksjon og krafteksport i vinter. Utover senvinteren falt prisene i tyske markedet kraftig og gjennom store deler av andre kvartal har prisene her vært lavere enn i Norden. Dette har gitt et tysk krafttilbud i det nordiske markedet istedenfor etterspørsel. Dette virket også inn på den norske kraftutvekslingen. Snøsmeltingsperioden og revisjonsperioder ved termiske kraftverk i Norden har bidratt til at det mot slutten av andre kvartal igjen ble realisert norsk nettoeksport. Utvekslingen mellom Danmark og Norge har vært redusert dette kvartalet som følge av at Skagerrak pol 3 med en kapasitet på 500 MW er tatt ut til reparasjon.

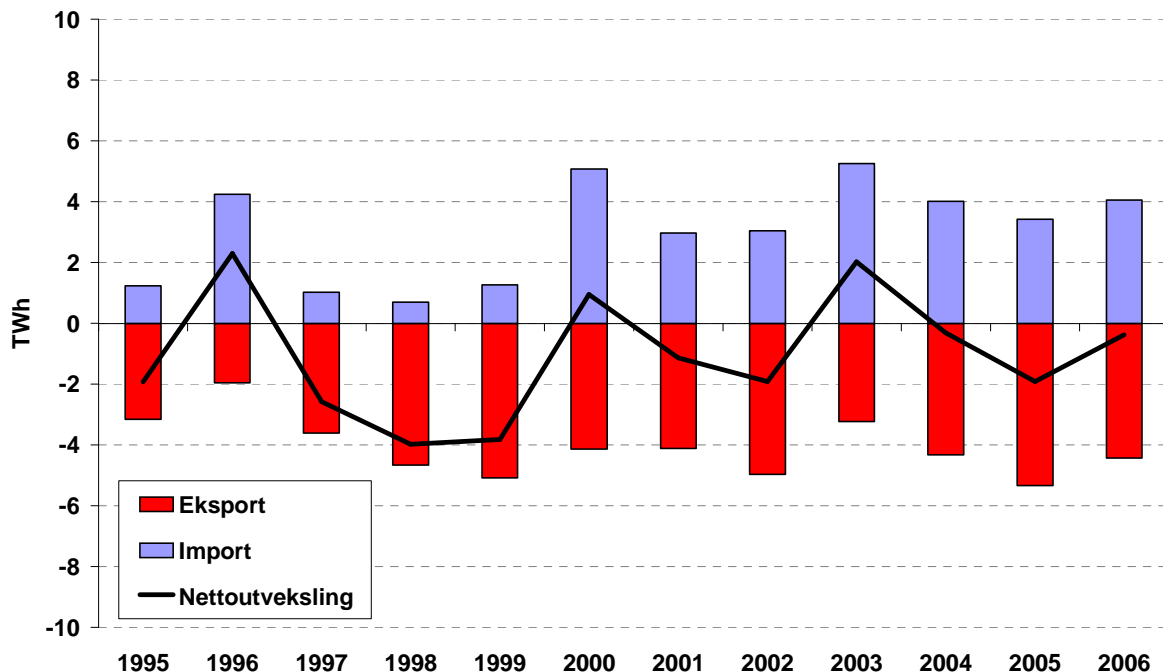
Figur 1.3.25 Norsk utveksling av kraft, uke 14-26, 2006. MWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.3.2 Sverige

Sverige har hatt en samlet nettoimport på 0,4 TWh gjennom andre kvartal 2006. Totalt har krafteksporten vært 4,4 TWh, hvorav 2,5 TWh til Norge. Hovedtyngden av den svenske krafteksporten til Norge i andre kvartal har kommet i den første delen av kvartalet. Mens det fra uke 14 til uke 21 ble eksportert 2,1 TWh til Norge, har eksporten i de etterfølgende 5 ukene kun vært 0,4 TWh. Utover eksporten til Norge har det blitt eksportert 1,0 TWh til Finland, 0,2 TWh til Polen, 0,3 TWh til Tyskland og 0,4 TWh til Danmark. Fra disse landene har Sverige importert 2,7 TWh. Med unntak av et par uker rundt vårløsningen, da Sverige ble benyttet som et transittområde for norsk vannkraft har det vært ukentlig svensk nettoimport fra Danmark i dette kvartalet.

Figur 1.3.26 Import/eksport Sverige i andre kvartal, 1995 – 2006, TWh. Kilde: Nord Pool

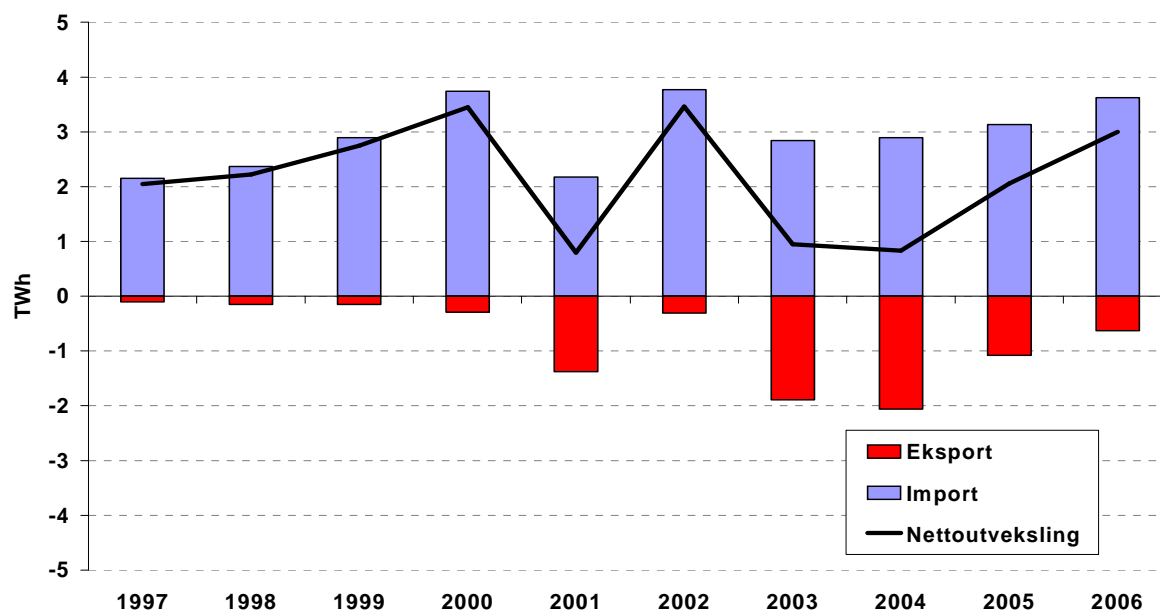




### 1.3.3.3 Finland

Den finske kraftimporten har vært høy også i andre kvartal 2006. Til sammen var nettoimporten 3,0 TWh. I forhold til tilsvarende kvartal i fjor er det en økning på 0,9 TWh. I fjor falt imidlertid revisjonsperioden på linjer og kraftverk som berører Finlands utveksling med Russland i større grad i andre kvartal enn i år, hvor revisjonsperioden er lagt senere på året og i større grad berører utvekslingen tredje kvartal. Den finske importen fra Russland utgjorde om lag 2,5 TWh, mens nettoimporten fra Sverige i andre kvartal var i overkant av 0,4 TWh. På forbindelsen mellom Finland og Norge har det hovedsakelig vært finsk import dette kvartalet.

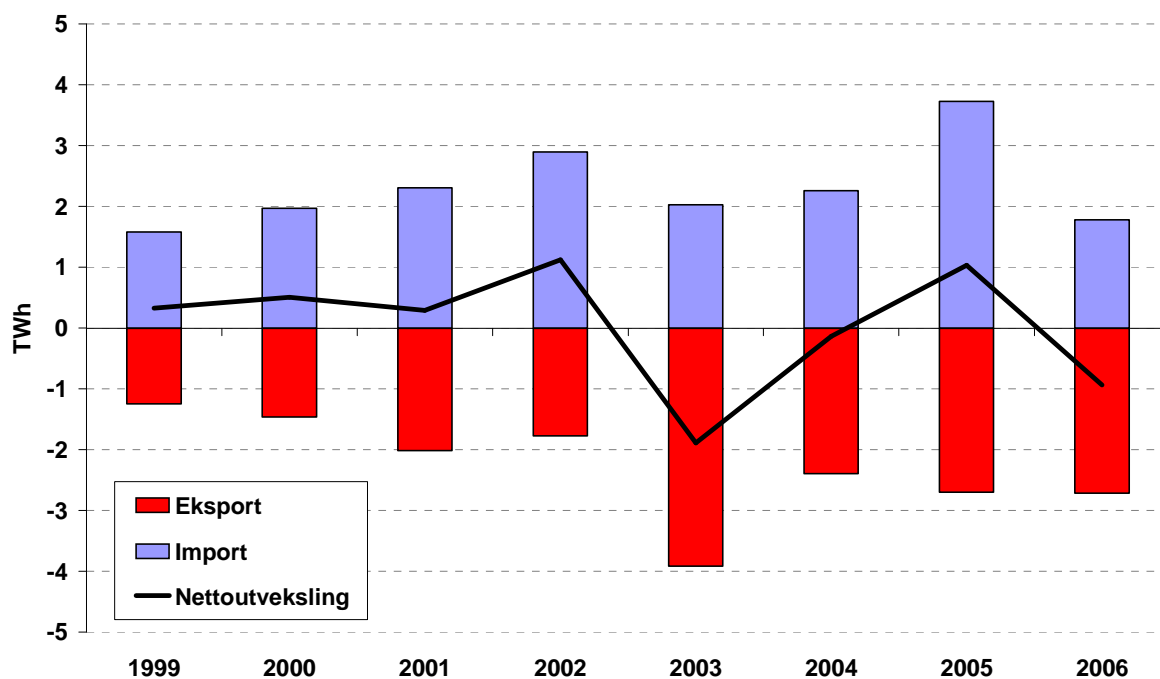
Figur 1.3.27 Import/eksport Finland i andre kvartal, 1997 – 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.3.4 Danmark

Den danske kraftproduksjonen i andre kvartal 2006 har vært 9,2 TWh. Det er 0,9 TWh mer enn det danske forbruket i kvartalet. I tillegg viser kraftbalansen med Tyskland et dansk importoverskudd på 0,3 TWh i denne perioden. Til sammen har det dermed vært en dansk nettoeksport til Norge og Sverige på 1,2 TWh. På Konti-Skan kablen mellom Jylland og Sverige har det vært en samlet dansk nettoeksport på 0,2 TWh, mens nettoeksporten til Sverige over Øresundforbindelsen fra Sjælland var 0,6 TWh. Over Skagerrakkablene til Norge har det vært en dansk nettoeksport på 0,4 TWh. Feil i en transformator på norsk side har ført til at utvekslingskapasiteten på denne forbindelsen har vært redusert gjennom hele kvartalet.

Figur 1.3.28 Import/eksport Danmark i andre kvartal, 1999 – 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



# 1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet

## 1.4.1 Elspotmarkedet

Gjennom andre kvartal har de nordiske og tyske kraftprisene, med unntak av i Sør-Norge, falt sammenliknet med første kvartal. Kraftprisene i Norden var imidlertid vesentlig høyere enn i 2. kvartal 2005. Prisoppgangen er høyest i Norge der gjennomsnittsprisene i

Elspotpriser kr/MWh	2. kv. 2006	Endring fra 2.kv. 2005	Endring fra 1.kv. 2006	Siste 12 mnd.	Endring fra forrige 12-mnd. periode
Sør-Norge(NO1)	359	53 %	0 %	301	29 %
Midt- og Nord-Norge (NO2)	345	45 %	-5 %	298	27 %
Sverige	339	42 %	-7 %	299	30 %
Finland	339	43 %	-12 %	311	36 %
Danmark Øst	339	38 %	-21 %	339	42 %
Danmark Vest	328	7 %	-10 %	339	34 %
Tyskland	304	-10 %	-42 %	411	43 %

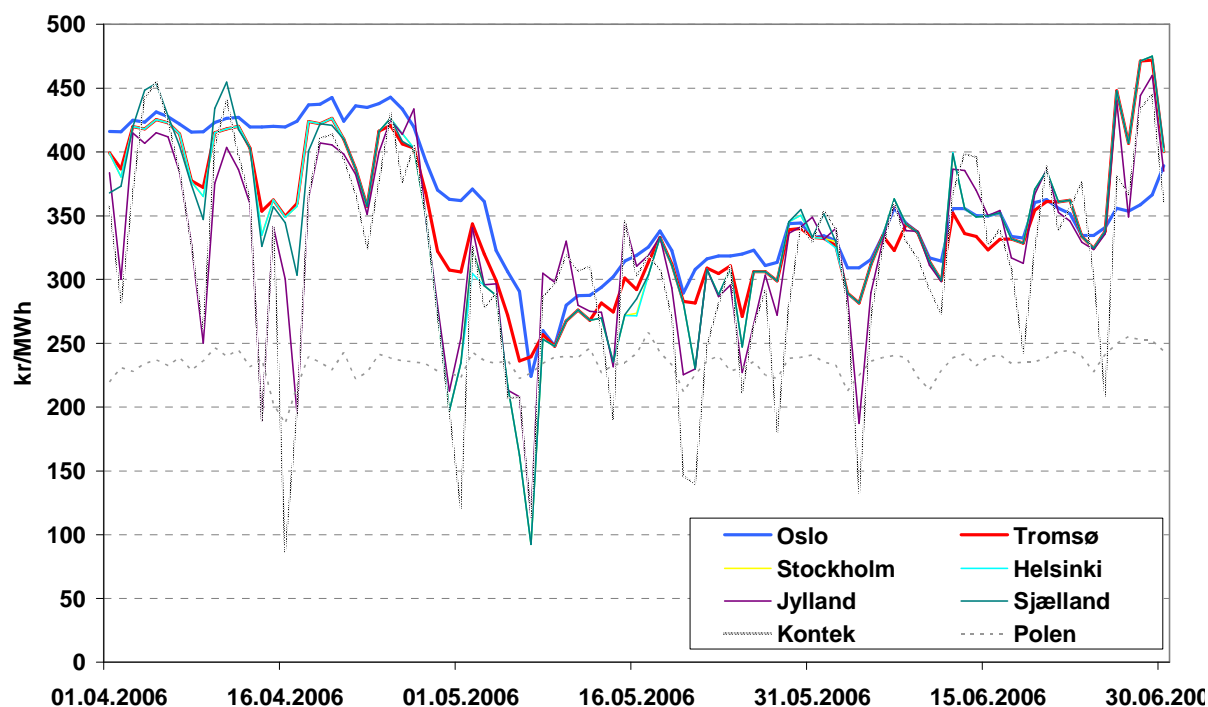
NO1 og NO2 ble henholdsvis 359 og 345 kr/MWh, noe som er 53 og 45 prosent høyere enn kraftprisene i 2. kvartal i fjor. I Sverige og Finland økte kraftprisene med over 40 prosent i tilsvarende periode. På Jylland økte prisene med 7 prosent fra 2. kvartal i 2005. Dette betyr at Norge har hatt de høyeste kraftprisene i Norden i 2. kvartal. Lite snø i fjellet og en fyllingsgrad i norske magasiner som er godt under normalen, har medvirket til disse endringene.

I Tyskland var den gjennomsnittlige kraftprisen 304 kr/MWh i 2. kvartal. Dette er en nedgang på 42 prosent, fra forrige kvartal og 10 prosent lavere enn 2. kvartal i 2005. Det kraftige prisfallet kan ha sammenheng med at redusert tysk kraftforbruk har muliggjort en overgang fra gasskraft til kullkraft. I tillegg er gass- og kullprisene lavere.

Figuren nedenfor viser utviklingen i døgnprisene gjennom kvartalet. Utviklingen i døgnprisene er preget av det kraftige prisfallet i CO<sub>2</sub>-markedet i begynnelsen av mai svikten i tilsig som har gjort seg gjeldene fra sommeren av. Svikten i tilsig har vært størst i Sør-Norge. Den gjennomsnittlige kraftprisen for i Sør-Norge i april var 421 kr/MWh, mens den for mai og juni var henholdsvis 311 og 343 kr/MWh.

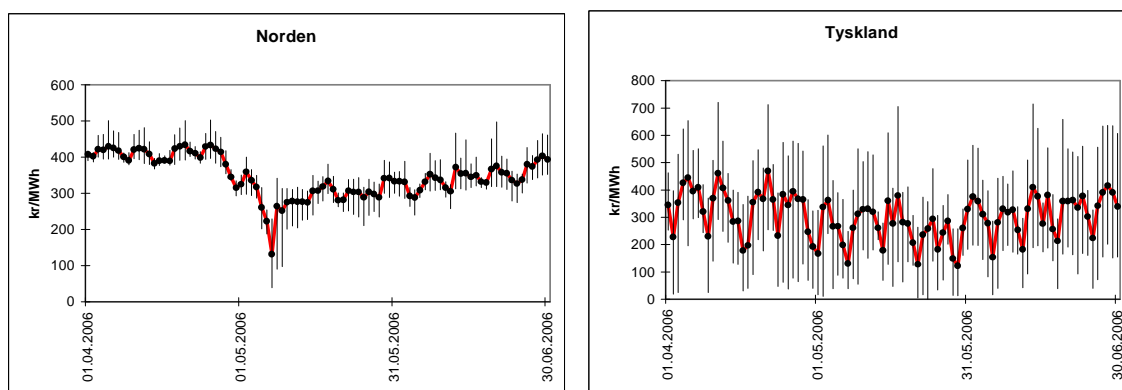
Gjennom kvartalet har døgnprisene i elspotområdet NO2 (Midt- og Nord-Norge) i hovedsak lagt lavere enn i Sør-Norge, og man ser at kraftprisene i NO2 i betydelig grad har fulgt de svenske. Døgnprisene i NO2 og Sverige har vært sammenfallene i om lag halvparten av kvartalets dager. Noe av prisoppgangen som observeres i Sverige, Danmark, Finland og NO2 i slutten av juni, kan muligens forklares av revisjoner av svenske kjernekraftverk i kombinasjon med vedlikehold av overføringsforbindelsen mellom Finland og Russland. Man ser også at prisforskjellene mellom de ulike elspotområdene generelt er mindre i 2. kvartal enn i 1. kvartal. Det har sammenheng med lavere kraftforbruk og dermed bedre overføringskapasitet sett i forhold til kraftforbruket.

Figur 1.4.1 Spotpriser i andre kvartal 2006, døgngjennomsnitt. Kilde Nord Pool



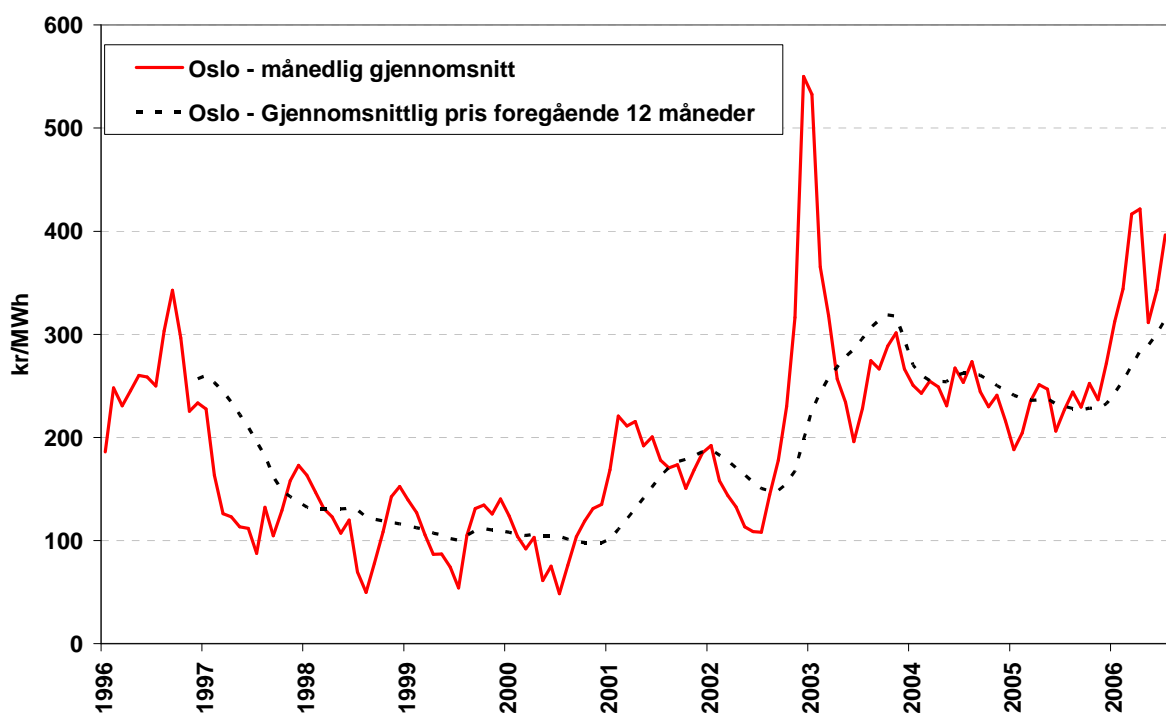
Figuren nedenfor viser de nordiske og tyske børsprisene for kraft i andre kvartal. Nærmere forklart illustrerer den døgnsprisen samt maksimums- og minimumspris innenfor døgnet. I Tyskland er kraftsystemet dominert av termisk produksjon som er forbundet med store kostnader for opp- og nedregulering. Typisk vil da kraftprisene bli høye i timer med høy last og effektknapphet, mens prisene vil bli tilsvarende lave i timer med lav last. Man ser derfor relativt store svingninger i prisene innenfor døgnet. I Norden er det større innslag av vannkraft der kostnadene knyttet til opp- og nedreguleringer er betydelig mindre enn i et termisk system. Dette medvirker til at de nordiske prisene er mer stabile innenfor døgnet. Man ser likevel at den termiske kraftproduksjonen i Danmark, Finland og Sverige bidrar til svingninger innenfor døgnet i de nordiske prisene også.

Figur 1.4.2 Nordisk og tysk døgnspris med minimums- og maksimumspriser innenfor døgnet. Kilde Nord Pool



Figuren under viser utviklingen månedlige kraftpriser i Sør-Norge fra og med januar 1996 til og med juli 2006. 1996 var et år med lite nedbør, og prisene i august og september var over 300 kr/MWh. Prisene falt imidlertid jevnt gjennom vinteren og juli-prisen for 1997 ble 88 kr/MWh. I årene 1997 til 2000 endte den årlige gjennomsnittsprisen på mellom 100 og 135 kr/MWh. Ettervirkningene av tørråret i 1996 bidro til at den årlige kraftprisen var fallende gjennom denne perioden. Rundt årsskiftet 2002/2003 finner man de høyeste observerte månedsprisene hittil. Prisene var da 530-550 kr/MWh. Kraftprisene har imidlertid ikke falt tilbake til nivået før vinteren 2002/2003. Økende kraftforbruk i kombinasjon med økte produksjonskostnader for kraft basert på fossilt brensel, kan ha medvirket til dette. I tillegg ble det fra 2005 innført et kvotesystem for utslipp av CO<sub>2</sub>, noe som kan ha bidratt til et nivåskifte på kraftprisene. I 2006 har svikten i tilsig medvirket til de høyeste kraftprisene som er noensinne observert for månedene mars, april, mai, juni og juli.

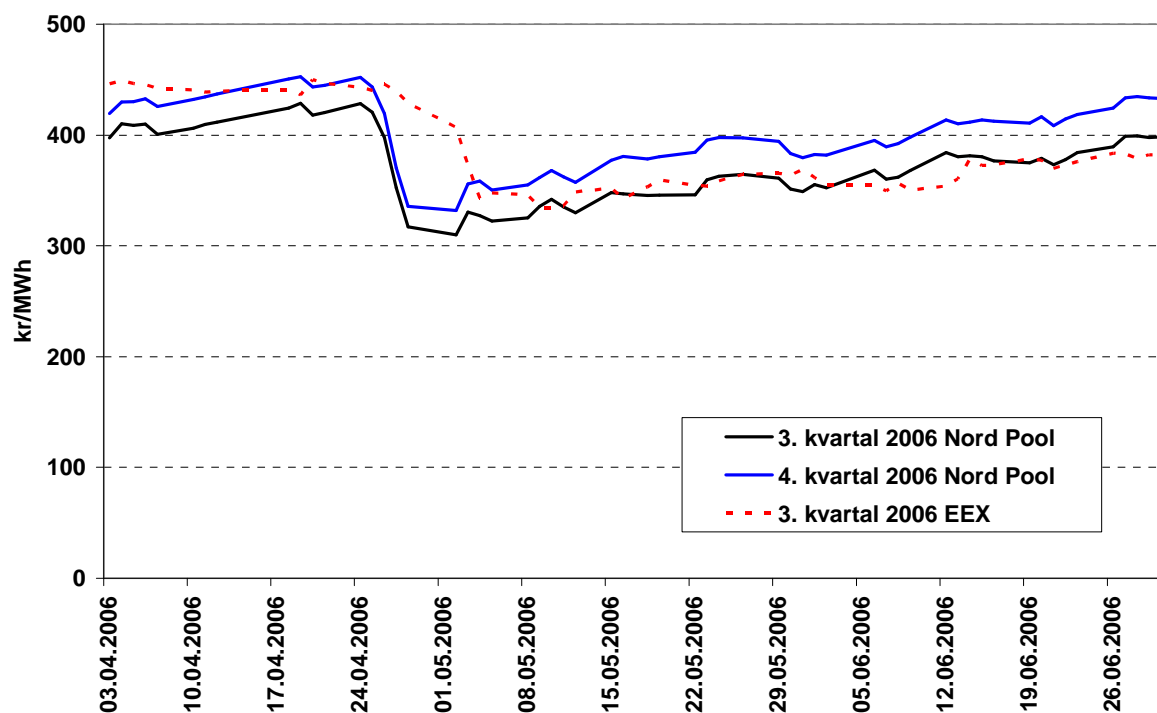
Figur 1.4.3 Månedlig kraftpris i Sør-Norge 1996-2006



### 1.4.2 Terminmarkedet

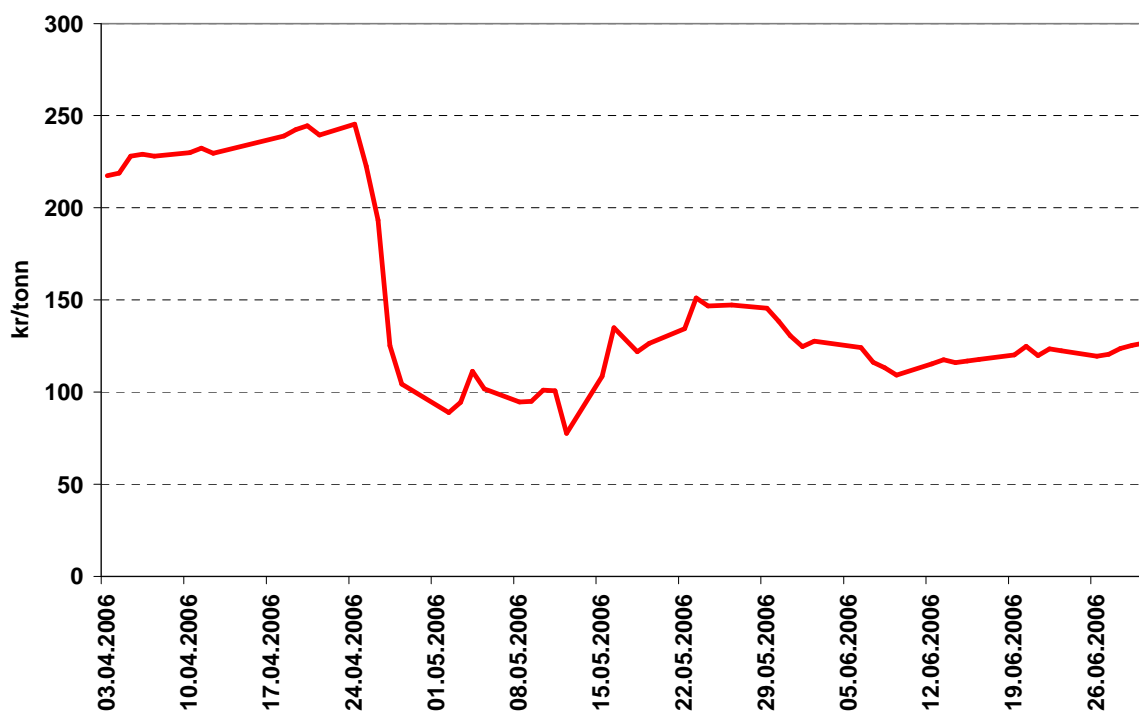
Prisene i det finansielle markedet på Nord Pool innledet kvartalet med en stigende trend for deretter å falle brått i takt med utviklingen i CO<sub>2</sub>-markedet. Fra 25. april til 5. mai falt kontrakten for levering i 3. kvartal med om lag 100 kr/MWh til rundt 320 kr/MWh. Prisene i det finansielle markedet har imidlertid økt jevnt siden den gang. Handel med kontrakten for 3. kvartal ble stoppet på 398 kr/MWh. Prisen for 4. kvartalskontrakten har gjennom andre kvartal økt med om lag 14 kr/MWh, og ved utløpet av kvartalet var prisen på denne kontrakten 433 kr/MWh. I det tyske markedet har prisen for levering av kraft i 3. kvartal falt fra 446 kr/MWh til 382 kr/MWh gjennom kvartalet. I løpet av andre kvartal er kull- og gassprisen falt, mens prisen på olje er økt.

Figur 1.4.4 Prisutviklingen på utvalgte finansielle kontrakter i andre kvartal. Kilde: Nord Pool



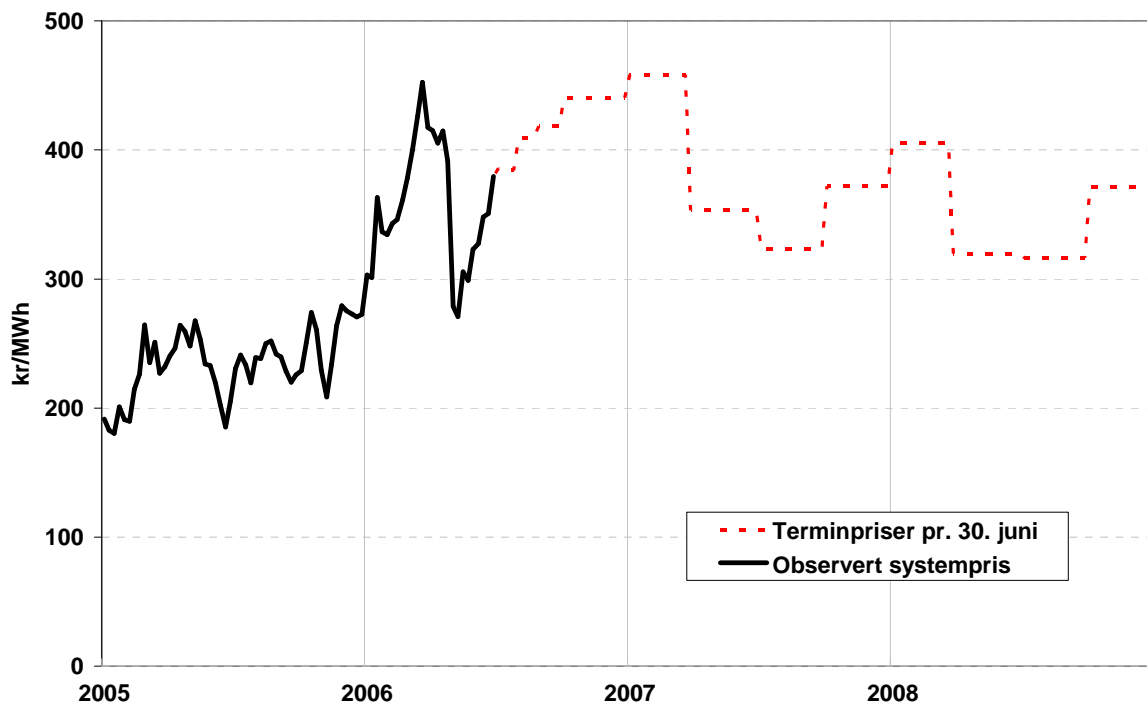
Figuren under viser prisutviklingen på CO<sub>2</sub>-kvoter. Som allerede nevnt, falt prisene betydelig i løpet av andre kvartal. Ved inngangen av kvartalet var prisen rundt 217 kr/tonn, mens det ved utgangen av kvartalet var ca. 126 kr/tonn. Det innebærer et prisfall på over 40 prosent. Prisene innledet kvartalet med en svak oppgang før de falt betydelig i starten av mai, for deretter å stige jevnt igjen. Årsaken til det betydelige fallet i CO<sub>2</sub>-markedet i april/mai var at reelle utslippstall viste seg å være lavere enn antatt slik at det var et overskudd av kvoter i markedet.

Figur 1.4.5 Prisutviklingen på utslippstillatelser for CO<sub>2</sub>. Kilde: Nord Pool



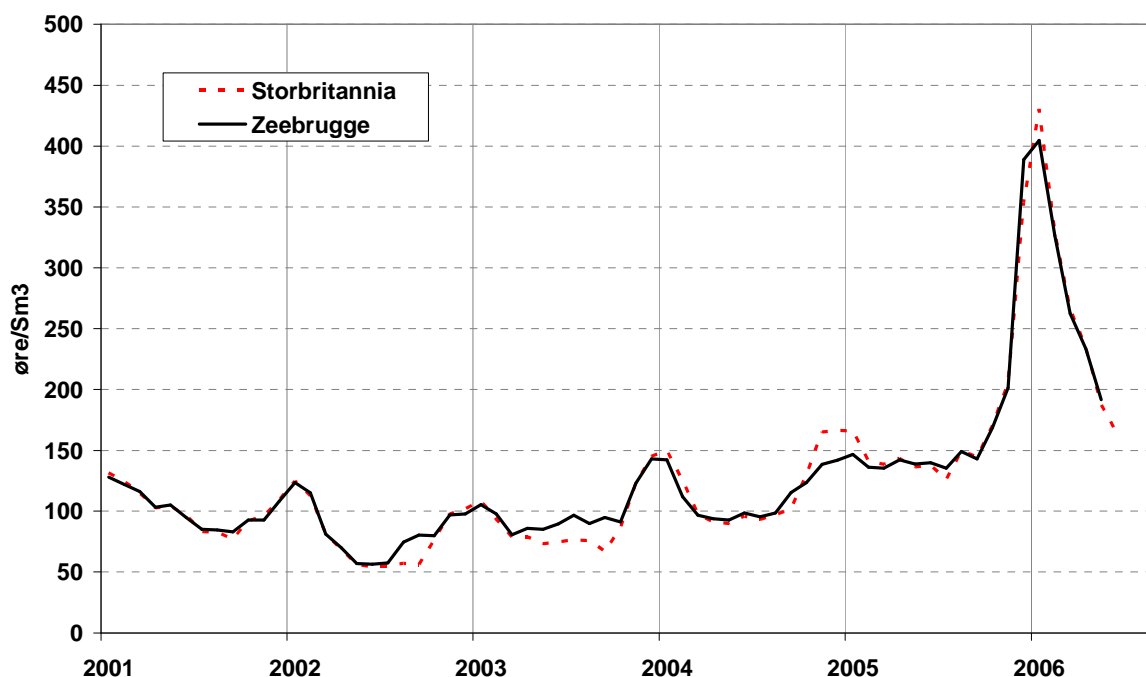
Figuren under viser observert systempris fra 2005 til utgangen av andre kvartal 2006 og terminpriser fremover i tid. Figuren viser at kraftprisene har steget betydelig i siste del av andre kvartal i år samt at markedet forventer ytterligere økte priser i 1. kvartal 2007. I de første ukene i 3. kvartal har kraftprisene økt ytterligere, og i uke 34 ble gjennomsnittsprisen 613 kr/MWh. Markedets forventninger viser også hvordan kraftprisen svinger fra sesong til sesong. Prisene i terminmarkedet viser at markedet forventer at kraftprisene skal være noe lavere i 2008 enn i 2007. Kontrakten for levering i 2008 var 30. juni om lag 350 kr/MWh.

Figur 1.4.6 Observert systempris og priser i terminmarkedet. Kilde: Nord Pool



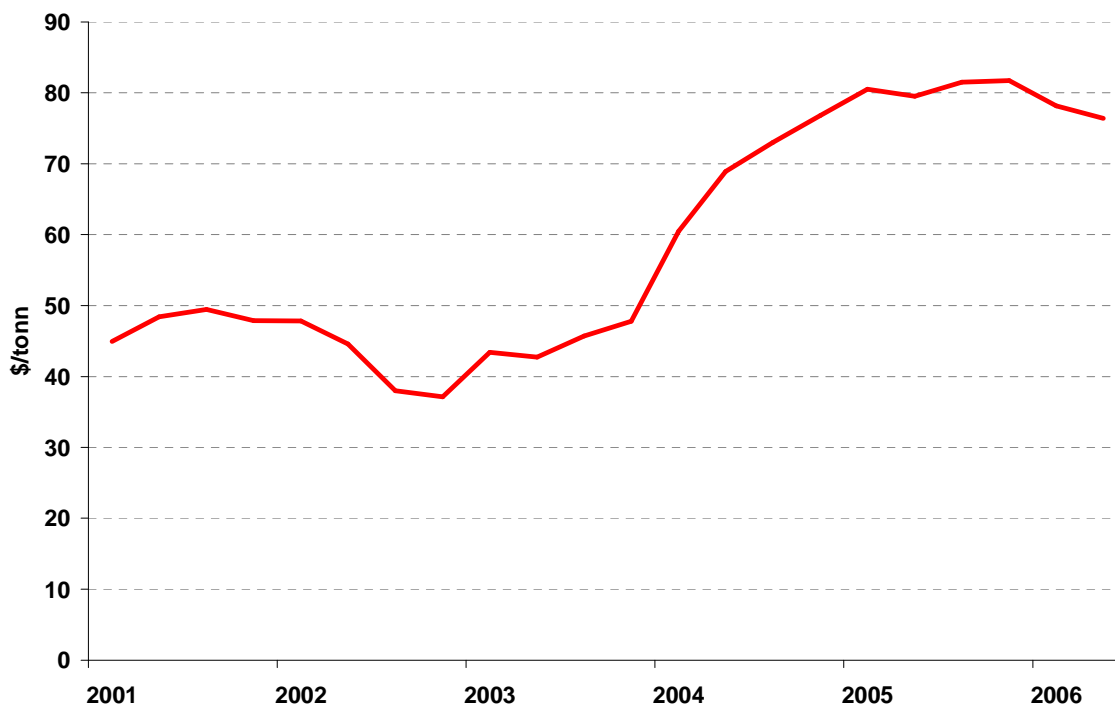
Figuren under viser utviklingen i gasspriser i Storbritannia og i Zeebrügge. Disse prisene kan avvike betydelig fra hver enkelt produsents faktiske gasskostnad. Blant annet kan transportkostnader og langsiktige kontrakter påvirke produsentens kostnad. Figuren gir likevel en indikasjon på hvordan gassprisene har utviklet seg. Figuren viser at prisene steg betydelig i 4. kvartal i 2005 for deretter å falle i første halvdel av 2006. Prisen nærmer seg nå nivået før den kraftige prisoppgangen i 2005. Kun en mindre del av kraftproduksjonen i Tyskland er basert på gass, men teknologien kan være prissettende under i høylast siden den bare tas i bruk når etterspørselen er stor og prisene er tilstrekkelig høye.

Figur 1.4.7 Gasspriser i Storbritannia og Zeebrugge



Figuren under gir en pekepinn på utviklingen i kullprisene. Figuren viser terminkontrakten for levering nærmeste måned i Nederland (Spectron). Man ser at også kullprisene har vist en stigende trend de siste årene, men at den er falt etter toppnoteringen tidligere denne vinteren. I juni 2006 ble kontraktene omsatt for om lag 150 Euro/tonn.

Figur 1.4.8 Kullpriser (imported steam coal) inklusive frakt Europa, 2001 – 2006, \$/tonn. Kilde: The Federal Office of Economics and Export Control (BAFA)





## 1.5 Sluttbrukermarkedet

Betydelig høyere strømpris førte til at husholdningens utgifter til elektrisk kraft var høyere i 2. kvartal 2006 sammenlignet med 2. kvartal i fjor. De første ukene av kvartalet var spotprisen høy blant annet som følge av høye priser på CO<sub>2</sub>-kvoter. Spotprisen sank så kraftig som følge av fallet i prisen på CO<sub>2</sub>, men steg sakte oppover igjen utover sommeren som følge av lite nedbør og lavt tilsig. Prisen på standard variabel kontrakt har beveget seg sakte ned mot spotprisen etter fallet i prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter.

I 2. kvartal 2006 var det 53 700 husholdningskunder som skiftet kraftleverandør. Det er en viss nedgang fra forrige kvartal da 78 200 husholdningskunder skiftet leverandør. Antall skifter er likevel på et nokså normalt nivå. Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med 57,5 prosent. Trenden på kontraktsvalg for husholdninger er den samme som før. Andelen på standard variabel går nedover mens andelen på spotpriskontrakt går oppover.

Husholdningene	2. kv. 2006	Endring fra 1. kv. 2006	Endring fra 2. kv. 2005
- Markedspris-kontrakt (spot)	46,5	- 1,2	+ 15,7
- Standard variabel:			
- Dominerende leverandører <sup>3</sup>	54,7	+ 9,1	+ 21,5
- 15 billigste landsdekkende <sup>4</sup>	51,9	+ 10,3	+ 20,9
Antall leverandørskifter (1000 stk.)	66	- 12	+ 16,1
Kontraktsvalg (%):			Endring fra 1. kv. 2005 <sup>5</sup>
- Markedspris/spot	26,2	+ 0,8	+ 10,3
- Fastpris:	16,3	- 0,5	- 3,1
- Standard variabel	57,5	- 0,3	- 7,2

### 1.5.1 Priser og prisutvikling

Den dominerende hendelsen i 2. kvartal var fallet i prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter. Dette slo raskt ut i lavere spotpris, mens standard variabel kontrakt kun viste en svak tendens til å gå ned. Dette skyldtes trolig tidsforskyvningen mellom standard variabel kontrakt og spotprisen som følge av kravet om to ukers prisvarsling for førstnevnte. Utover sommeren har imidlertid den hydrologiske situasjonen forverret seg og lavere magasinfylling enn normalt gav stigende spotpris som etter hvert også har slått inn i prisene til norske husholdninger.

Prisen for standard variabel kontrakt inkludert merverdiavgift lå i uke 14 på 58,5 øre/kWh for et utvalg bestående av dominerende kraftleverandør i 22 av de største nettområdene.<sup>6</sup> Prisen holdt seg over 58 øre/kWh frem til uke 20 før den beveget seg ned mot 49 øre/kWh. Prisen endte på 49,2 øre/kWh i uke 26 og var da igjen på vei oppover.

<sup>3</sup> Volumveiet snitt av 22 leverandørers priser. Vektene er basert på leverandørenes omsetning til husholdningskunder i 2004.

<sup>4</sup> Uveiet gjennomsnitt av leverandørenes priser.

<sup>5</sup> Pga. feilkilder i kontraktsdata for 2. kvartal 2005 har vi valgt å sammenligne med 1. kvartal 2005.

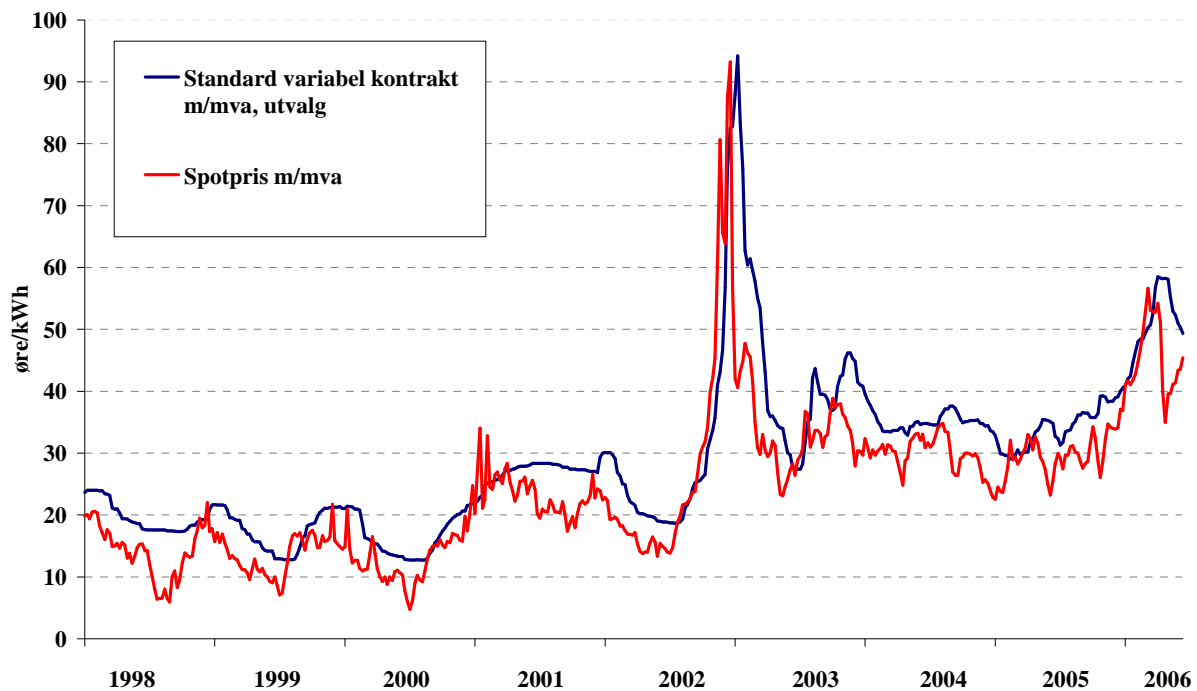
<sup>6</sup> Utvalget har blitt noe mindre da flere dominerende leverandører har gått over til andre produkter enn standard variabel som sitt standardprodukt.

Den volumveide gjennomsnittsprisen for dominerende leverandører var 54,7 øre/kWh i 2. kvartal 2006. Dette var noe over den aritmetiske snittsprisen, det vil si at de største leverandørene hadde noe høyere priser enn de mindre i siste kvartal.<sup>7</sup>

Den aritmetiske gjennomsnittsprisen for de billigste landsdekkende leverandørene var 51,9 øre/kWh i 2. kvartal, altså 3,7 øre/kWh lavere enn volumveid snitt av dominerende leverandører i samme kvartal.

Spotprisen inklusive merverdiavgift var 53,1 øre/kWh i uke 14. Spotprisen holdt seg høy til og med uke 16. Deretter falt den til 35,0 øre/kWh i uke 19. Prisen endte på 45,4 øre/kWh i uke 26. For spotpriskontrakter har påslaget i snitt for de 11 landsdekkende leverandørene<sup>8</sup> som har levert i alle uker i 2. kvartal 2006, vært 1,9 øre/kWh ved et forbruk på 20 000 kWh/år. Det er 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.

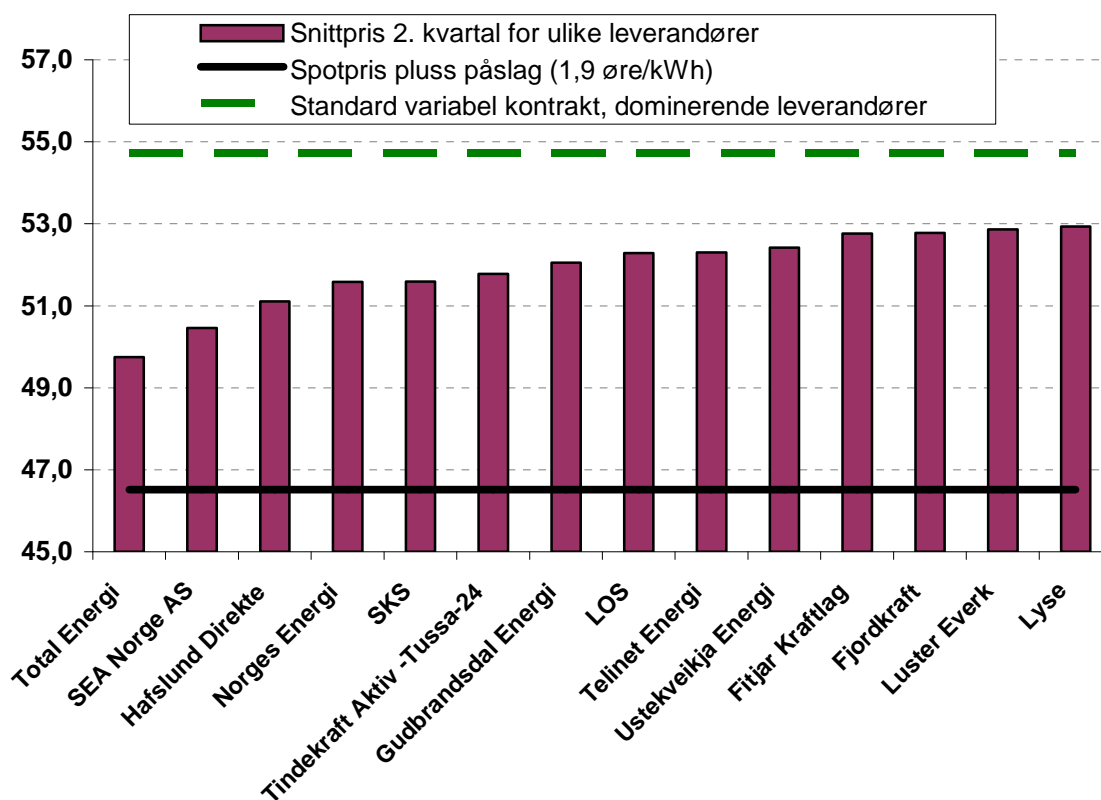
Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for dominerende leverandører var i snitt 54,7 øre/kWh i 2. kvartal (volumveid). Ingen av de landsdekkende leverandørene som figureerte på Konkurransetilsynets prisoversikt gjennom hele kvartalet, lå over dette snittet. Imidlertid var spotpriskontrakten enda

<sup>7</sup> 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 som fremkommer ved å ta utgangspunkt i et årsforbruk på 20 000 kWh.

<sup>8</sup> En landsdekkende kraftleverandør tilbyr kraft i alle nettområder.

gunstigere med et snitt over kvartalet på 46,5 øre/kWh<sup>9</sup>, vesentlig under standard variabel kontrakt for samtlige landsdekkende leverandører.

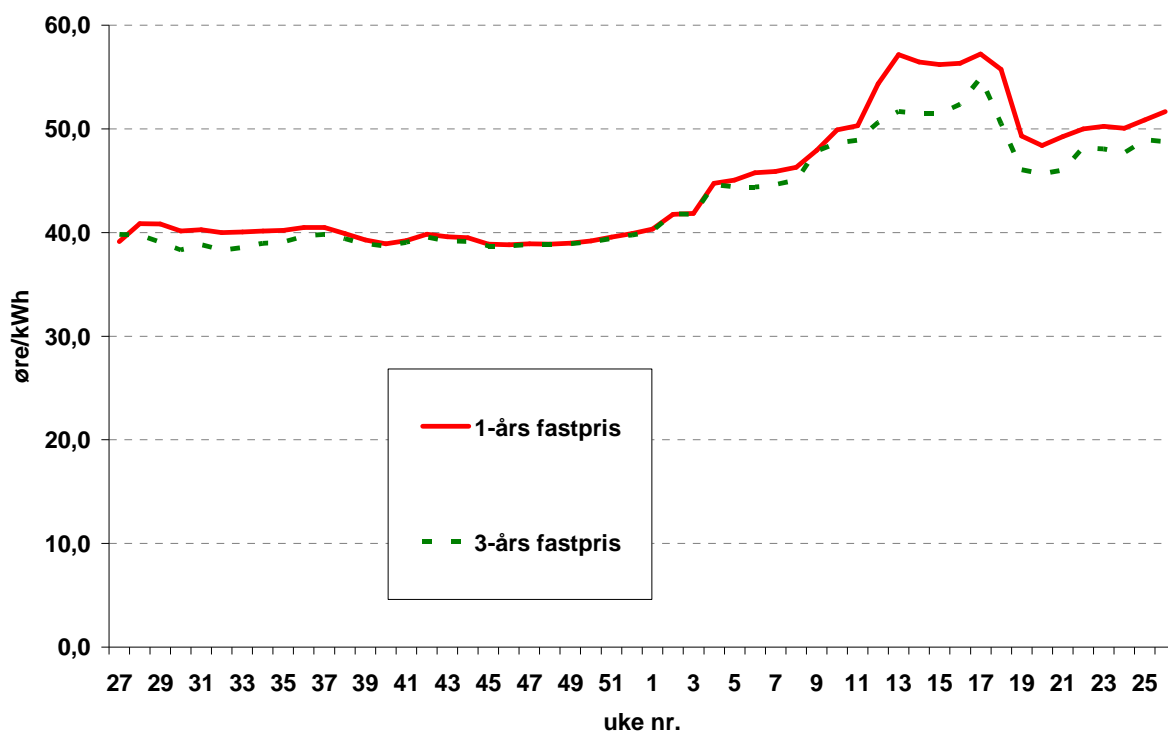
**Figur 1.5.2** Aritmetisk snitt for 14 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med snittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Gjennomsnittet av landsdekkende kraftleverandørers 1-års fastpriskontrakt ved inngangen til 2. kvartal var 56,4 øre/kWh. Prisforløpet var det samme som for spotprisen, med noen uker med høy fastpris etterfulgt av et fall og så igjen en forsiktig stigning. Prisen endte på 51,7 øre/kWh. Prisen på 3-års fastpriskontrakt har fulgt et tilsvarende løp om enn med mindre utslag, men har gjennomgående ligget noe lavere enn for 1-års fastpriskontrakt og endte på 48,8 øre/kWh.

<sup>9</sup> Det er kun brukt aritmetiske gjennomsnitt og forbruksprofil er ikke hensyntatt.

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

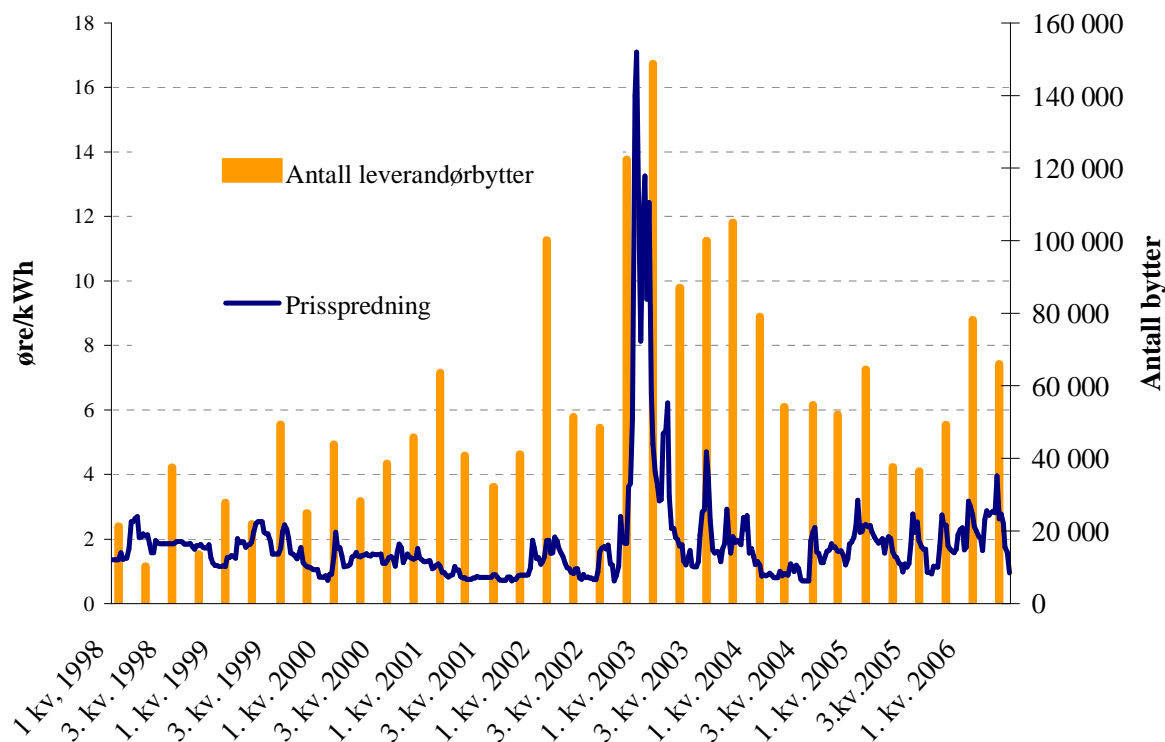
Norske husholdningskunder står fritt til å skifte kraftleverandør dersom de ikke har knyttet seg til en leverandør gjennom for eksempel en fastpriskontrakt. Normalt skal det ikke ta mer enn to uker å skifte fra en kraftleverandør til en annen.<sup>10</sup> I 2. kvartal 2006 var det 66 000 husholdninger som skiftet leverandør<sup>11</sup>. Til sammenligning var det 78 200 som skiftet kraftleverandør i 1. kvartal. I 2. kvartal 2005 var det 37 700 leverandørskifter, altså betydelig under nivået for 2. kvartal i år. Antall leverandørskifter inneværende kvartal må sies å ha vært normalt.

Forskjellen per uke mellom billigste landsdekkende leverandør og dyreste dominerende leverandør har vært mellom 4,5 og 10,6 øre/kWh i kvartalet, eller om lag på nivå med de foregående kvartalene.

<sup>10</sup> Gjeldende forskrift fra 1. januar 2006. Gammel tidsfrist var 3 uker.

<sup>11</sup> Anslaget er basert på foreløpige tall fra leverandørskifteundersøkelsen for 2. kvartal 2006.

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

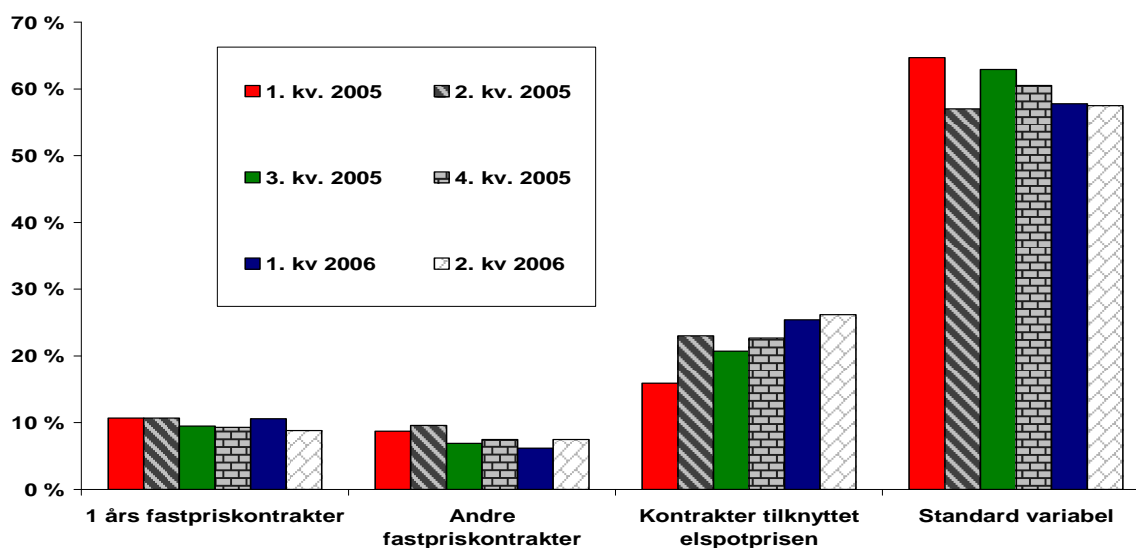


### 1.5.3 Kontraktvalg

Andelen husholdningskunder på spotpriskontrakter fortsetter å gå opp også i 2. kvartal 2006. Over tid har spotpriskontrakter vist seg som mer prisgunstig enn særlig standard variabel kontrakt fra dominerende leverandør. Andelen med kontrakter tilknyttet spotprisen 2. kvartal var 26,2 prosent. Det er 0,8 prosentpoeng mer enn i foregående kvartal.

Kraftvolumet solgt til husholdninger med fastpriskontrakt lå i 1. kvartal 2006 på 16,3 prosent. Dette er en liten nedgang fra foregående kvartal. Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med 57,5 prosent.

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

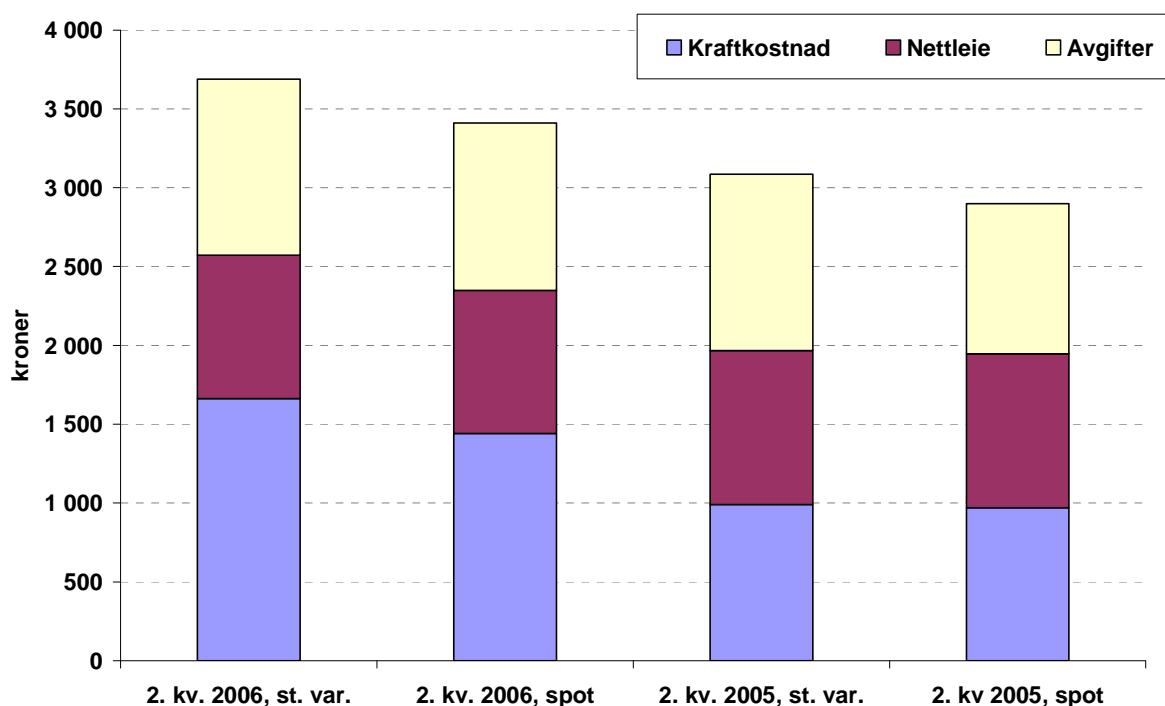


### 1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for en forbruker består av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en norsk husholdningskunde inkludert avgifter var kr 3 688 i 2. kvartal 2006 ved standard variabel kontrakt<sup>12</sup> og kr 3 410 ved markedskontrakt (spotpris).<sup>13</sup> Dette er en økning på henholdsvis 19,6 og 16,6 prosent fra samme kvartal i fjor. Dette skyldes høyere kraftpriser, særlig i første del av kvartalet.

Den totale kostnaden for en gjennomsnittsforsbruker (standard variabel kontrakt) bestod i 2. kvartal 2006 av 45,1 prosent til kraft, 24,7 prosent til nettleie og 30,3 prosent til avgifter (mva og forbrukeravgift). Tilsvarende tall for 2. kvartal 2005 var 32,1 prosent til kraft, 31,7 prosent til nettleie og 36,2 prosent til avgifter.

Figur 1.5.6 Totalkostnad i 2. kvartal 2006 og 2005 til kraft, nettleie, og offentlige avgifter i kroner ved et årlig forbruk på 20 000 kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

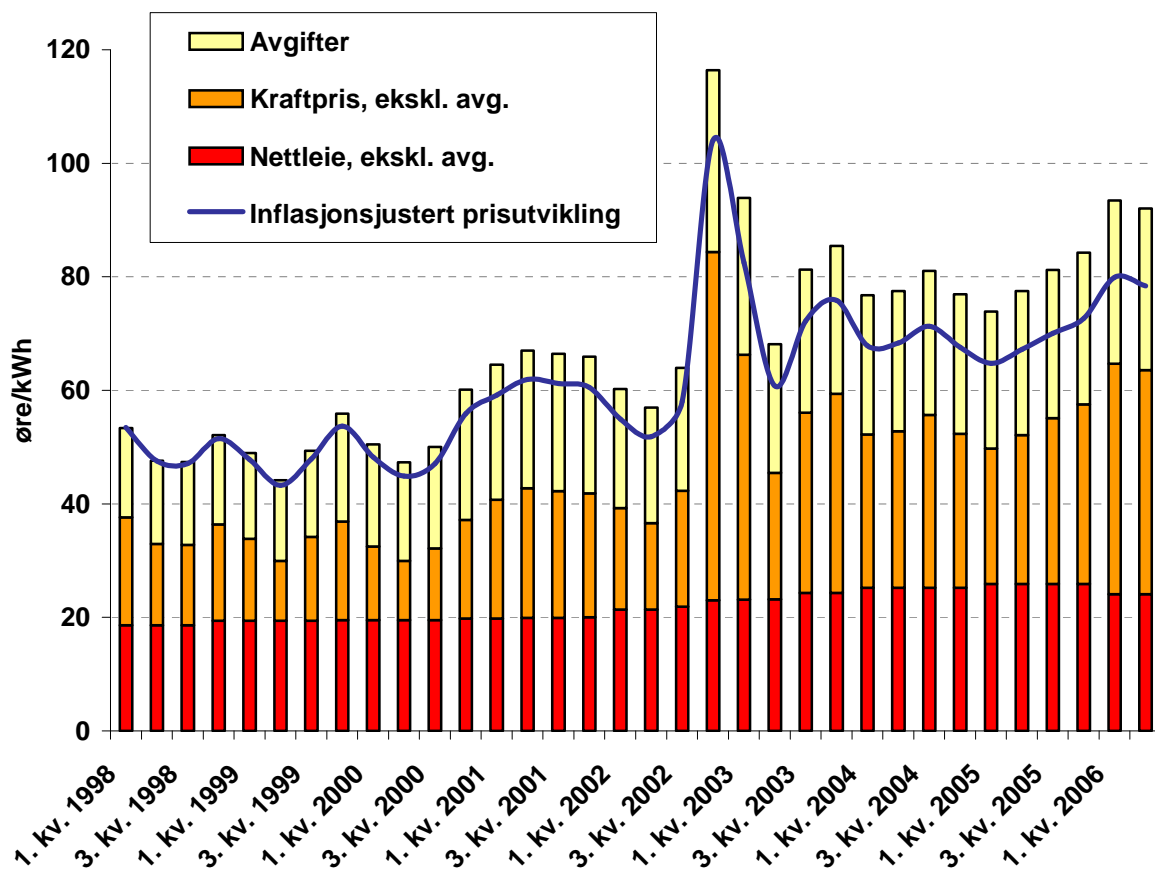


Figur 1.5.8 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie, og avgifter fra 1998 til og med 2. kvartal 2006. Frem til i år har det vært en jevn stigning i nettleien. Dette skyldes i stor grad inflasjon. Gjennomsnittlig nettleie er imidlertid noe redusert inneværende år. Kraftprisen er langt mer varierende, men har fra desember 2002 ligget høyere enn tidligere. Rundt årsskiftet 2002/2003 var det særlig høye priser. Gjennom 2005 og frem til 2. kvartal i år har kraftprisen vist en stigende trend. Også avgiftene har vært økende i perioden. Dette skyldes både økt sats for merverdiavgift og endringer av forbruksavgiften på elektrisk kraft.

<sup>12</sup> Kraftpris tilsvarende volumveid snitt for dominerende leverandør i utvalget av de 22 største nettområdene.

<sup>13</sup> For markedskontraktene er det brukt spotpris inkl. mva pluss et påslag på 2,2 øre/kWh. For standard variabel kontrakt er det brukt et volumveid snitt av pris fra dominerende leverandør i et utvalg av 22 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 1.5.7 Kraftpris (standard variabel, volumveiet), nettleie og avgifter ved utgangen av kvartalet, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



## 2 Temaartikler

### 2.1 Tilsig våren/sommeren 2006.

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

*Hittil i år (til og med uke 34) har tilsiget til det norske kraftsystemet vært 66 TWh eller 19 TWh lavere enn normalt. Tilsigssvikten har gitt betydelig prisøkning og kraftmarkedsutviklingen har den siste tiden vært sentral i nyhetsbildet. I denne temartikkelen skal vi videreføre en analyse av hydrologi og kraftmarkedsutvikling som ble påbegynt i forrige kvartalsrapport. Nedenfor dokumenteres nedbørs- og tilsigsutviklingen i sommer og høst, og vi ser nærmere på virkningene i kraftmarkedet.*

#### 2.1.1 Bakgrunn og innledning

NVEs snøkart viste i slutten av april at det i landet var omkring 80 prosent av normale snømengder. Omregnet i energi tilsvarer det et underskudd på drøyt 10 TWh. Basert på snøsituasjonen i slutten av april, ble det i forrige kvartalsrapport presentert en analyse av forventet nyttbart tilsig fra slutten av april til utgangen av juli (uke 17 – uke 30). Analysene ga et forventet tilsigsunderskudd på 5 - 10 TWh forutsatt en normal værutvikling videre utover våren og sommeren, mens mindre nedbør enn normalt ville kunne øke underskuddet til 10 – 15 TWh.

Det var flere årsaker til at det ikke var forventet like stort underskudd i det nyttbare tilsiget som beregnet ut fra snøkartet. For det første er det naturlig at flomtapet blir mindre enn normalt når det er lite snø. Dernest var magasinutfyllingen lavere enn normalen i april, noe som også reduserer risikoen for flomtap. Videre var høsten 2005 mild og fuktig i store deler av landet, og det medførte at vi regnet det som sannsynlig at en mindre andel enn normalt av snøsmeltingen gikk med til til oppfylling av mark- og grunnvann.

#### 2.1.2 Hva skjedde med tilsiget?

I snøsmeltingsperioden fra uke 17 til 30 ble beregnet nyttbart tilsig 50 TWh eller 13 TWh mindre enn normalt. Hoveddelen av tilsigssvikten skyldes lite snø, men svikten ble forsterket av en tørr og varm sommer i både Sør-Norge, Midt-Norge og deler av Nordland. For eksempel var månedsnedbøren i juli på indre deler av Østlandet og i Sør-Trøndelag kun 25 – 35 prosent av normalen.

Omregnet i nedbørene energi har nedbøren fra uke 17 til 30 vært 20 TWh eller 3 TWh mindre enn normalen. Nedbørsvikten utgjør dermed drøyt 20 prosent av tilsigsunderskuddet i denne perioden.

I juli var det også betydelig varmere enn normalen i Sør-Norge. Deler av kystområdene på Vestlandet og Sørlandet fikk den varmeste juli siden målingene startet i 1867. De største temperaturavvikene var imidlertid i fjellet i Sør-Norge med drøyt 4 grader over normalen.

Det varme været har også ført til større fordampning enn normalt. Fordampning omfatter alle former av tap av vann til atmosfæren som transpirasjon fra vegetasjon, intersepsjonstap (fordampning av regndråper som fester seg til vegetasjon og aldri når bakken), og fordampning fra sjøer, elver, myr og jordsmonn. Hvor stor andel av tilsigsunderskuddet som skyldes økt fordampning er usikkert, men sammen med snøunderskuddet fra i vinter utgjør det i henhold til våre beregninger ca. 10 TWh.



Videre førte lite nedbør i sommer sammen med økt fordampning til et underskudd av vann i mark- og grunnvannssonen. Midt i august var dette underskuddet 4-5 TWh, men nedbør har ført til at underskuddet er vesentlig redusert i begynnelsen av september.

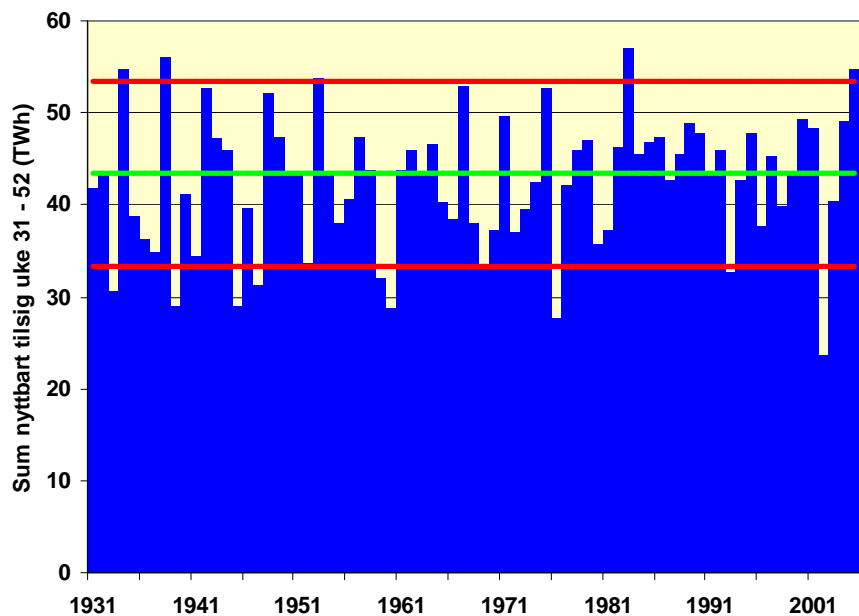
### 2.1.3 Forventet tilsig høsten 2006

Midlere nyttbart tilsig (1970-99) for uke 31 til uke 52 er 43 TWh. Siden 1931 har beregnet nyttbart tilsig disse ukene vært 10 til 19 TWh mindre enn normalt, totalt 10 ganger. Minst tilsig var det høsten 2002 med 24 TWh, og det er 19 TWh mindre enn normalt.

Tilsiget har i samme periode vært 10 til 14 TWh større enn normalt 8 ganger. Sist var i 2005 da tilsiget i løpet av høstmånedene var hele 55 TWh eller 12 TWh mer enn normalt. I 1980 da tilsiget i juli og august var omtrent som i år, ble tilsiget i løpet av høsten (uke 31- 52) 36 TWh.

Figur 2.1 Sum nyttbart tilsig i TWh for ukene 31 til 52 fra 1931 til og med 2005. Gjennomsnittet for perioden 1970-99 (43 TWh) er markert med grønn strek, mens avvik på 10 TWh mer og mindre enn normalt er markert med røde streker.

Kilde: NVE og Nord Pool.

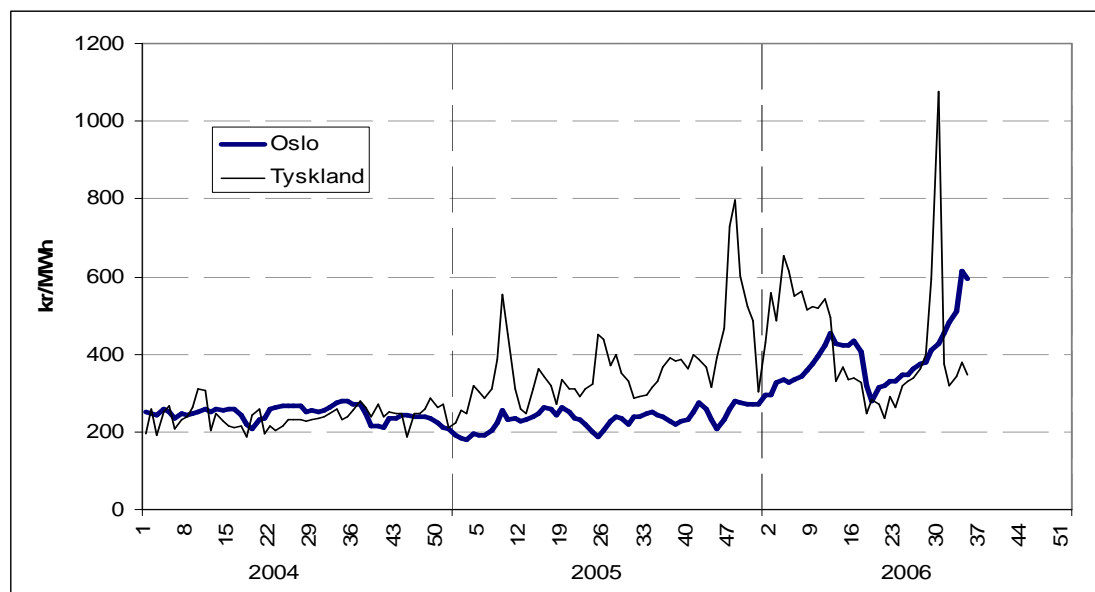


Utfallsrommet for tilsiget utover høsten er stort og det er for tidlig å si hvor stor knappheten i kraftmarkedet vil bli den kommende vintersesongen.

### 2.1.4 Markedsutviklingen våren og sommeren 2006

Spotprisene på elektrisk kraft har variert mye i andre kvartal og frem til i dag. Tyskland hadde svært høye kraftpriser under hetebølgen i slutten av juli. Ellers har de tyske spotprisen stort sett ligget mellom 24 og 38 øre/kWh siden starten av andre kvartal.

Figur 2.2 Spotpris på elektrisk kraft i Oslo og Tyskland (EEX-kraftbørsen), kr/MWh. Kilde; EEX og Nord Pool

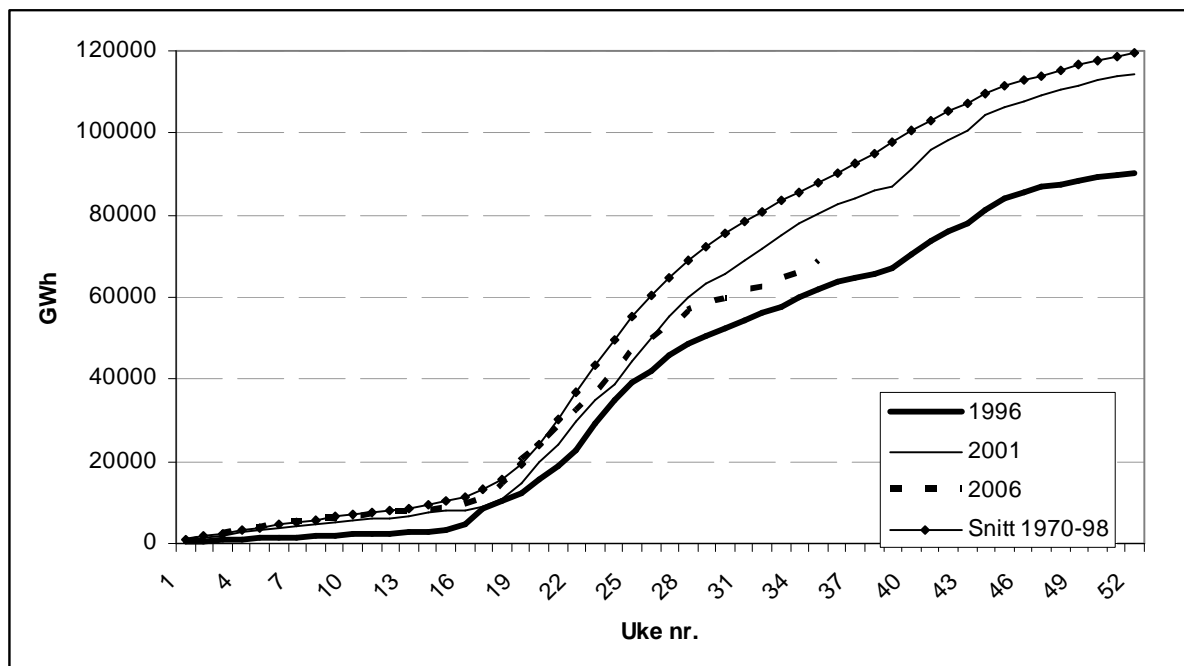


Den norske spotprisen falt fra 43 øre/kWh i uke 16 til 28 øre/kWh i uke 19. Prisfallet falt sammen med et kraftig prisfall på CO<sub>2</sub>-utslippstillatelser og stor snøsmelting og høye tilsig til det norske kraftsystemet. Etter uke 19 har spotprisen for Sør-Norge økt hver eneste uke frem til uke 34 da prisen ble 62 øre/kWh. I uke 35 kom spotprisen igjen så vidt under 60 øre/kWh. Prisøkningen utover sommeren gjenspeiler økt knapphet i kraftmarkedet og krafttilgangen den kommende vintersesongen. Som diskutert ovenfor viste tilsiget seg å bli lavt som følge av lite snø, og i tillegg kom det mindre nedbør enn normalt gjennom sommeren. Videre kan hetebølgen og høye priser i Tyskland ha ført til mindre kraftimport enn ventet i juli. I august førte uventet stopp i produksjonen ved flere svenske kjernekraftverk til økt svensk kraftetterspørsel rettet mot nabolandene, og det ga økt press mot norske vannmagasiner. Når dette skrives er det fortsatt usikkerhet med hensyn til når kjernekraftverkene Forsmark 1 og 2 og Oskarshamn 1 og 2 med en samlet kapasitet rundt 3000 MW, vil komme i drift igjen.

#### 2.1.4.1 Sammenligning med utviklingen i 1996 og 2001

Det er klare likhetstrekk mellom nedbørforholdene i 2006 og tørrvårsperiodene i 1996 og 2001. I alle disse tre årene var det betraktelig mindre snø enn normalt, og det satte sitt tydelige preg på tilsigene utover sommeren. Figur 3 viser akkumulerte tilsig uke for uke utover året. Frem til midten av mai var tilsigene i år omtrent som normalt. Utviklingen skiller seg her fra 1996 hvor det var tørrere enn normalt gjennom hele vinteren. Fra sommeren er imidlertid årets utvikling i akkumulerte tilsig som lag som i 1996.

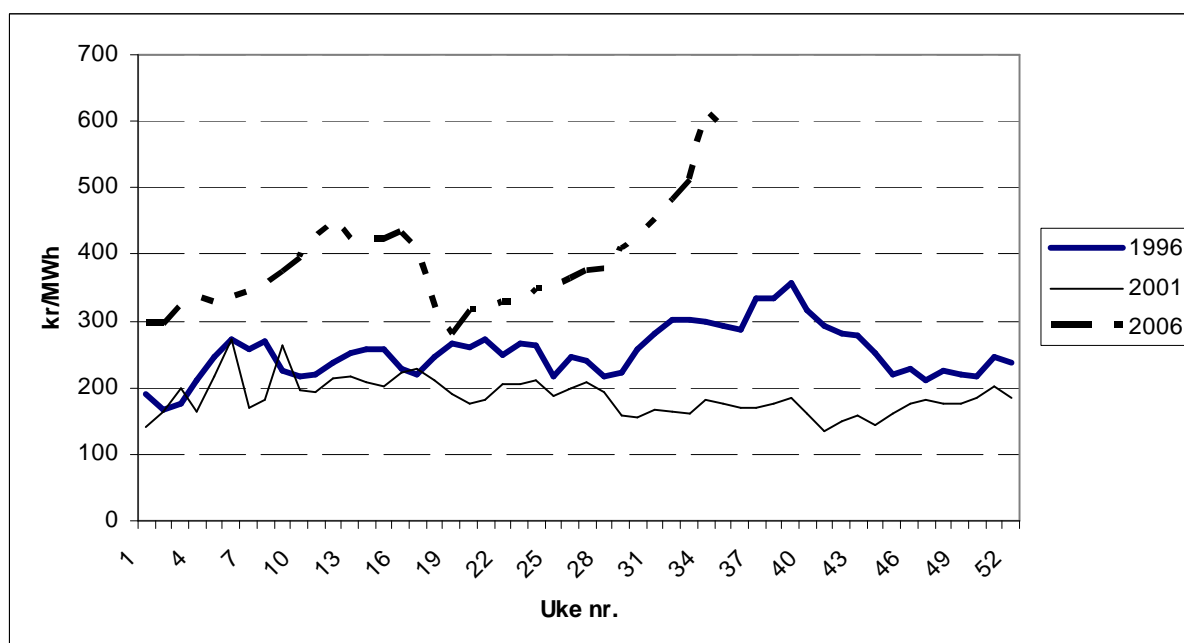
Figur 2.3 Akkumulert tilsig utover i året i 1996, 2001 og 2006 og gjennomsnitt for perioden 1970-99, GWh. Kilde: Nord Pool



Med normal nedbørutvikling fra nå og til nyttår ser samlet tilsig ut til å kunne ende rundt 100 TWh.

Nedbør- og tilsigsutviklingen har også satt sitt preg på prisene utover vinteren og om sommeren. I 1996 og 2001 økte prisene fra nyttår og et stykke utpå vinteren for deretter å holde seg forholdsvis stabile til utpå sommeren. I 1996 økte prisene ytterligere utover høsten før toppnivået ble nådd i slutten av september. I 2001 falt prisene tilbake i løpet av juli.

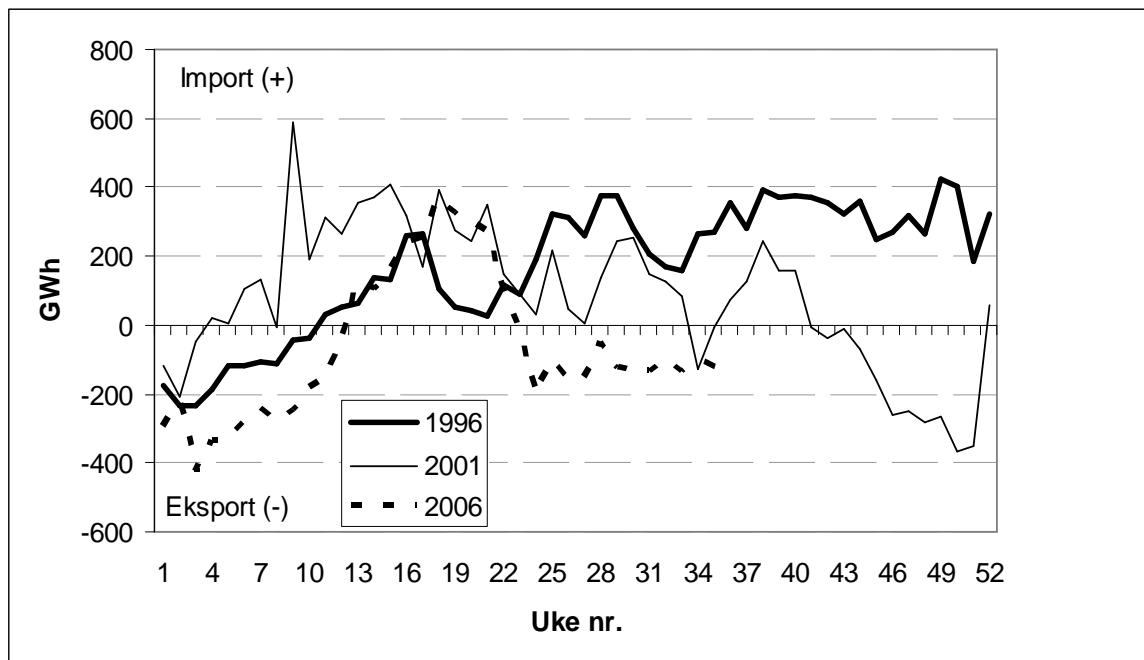
Figur 2.4 Spotpris Sør-Norge, 1996, 2001 og 2006. Kilde: Nord Pool



I 2006 var prisene høyere ved inngangen til året, men utviklingen frem til vårløsningen var om lag som i 1996 og 2001. Prisfallet i månedsskiftet april/mai skiller seg fra utviklingen i 1996 og 2001. Utviklingen videre utover sommeren faller imidlertid godt sammen med utviklingen i nedbør og hendelsene (hetebølge og kjernekraftproblemer) i våre naboland som økte presset mot norske vannkraftressurser.

Dette fremkommer også tydelig fra figur 5 som viser Norges ukentlige kraftimport for de tre årene vi ser på her. I begynnelsen av året var det betydelig krafteksport ut av Norge, men etter hvert som snøsituasjonen ble mer avklart utover vinteren og prisene økte snudde kraftutvekslingen til import. I sum for andre kvartal ble nettoimporten 1,7 TWh. Fra uke 1 til 35 har Norge i år hatt en nettoeksport av elektrisk kraft på 2,1 TWh. Både 1996 og 2001 hadde i sum import frem til uke 35. I 1996 var det i denne perioden en nettoimport til Norge på 3,2 TWh, mens nettoimporten i 2001 var 4,8 TWh. Det er dermed en samlet forskjell på nesten 7 TWh i krafthandelen fra 2001 til 2006, mens det i forhold til 1996 er en forskjell på 5 TWh. Disse forskjellene skyldes høyere eksport tidlig på vinteren i år enn i både 1996 og 2001, samt nettoeksport gjennom sommeren. I andre kvartal var imidlertid importen i 2006 på høyde med i 1996, mens 2001 hadde en del høyere import.

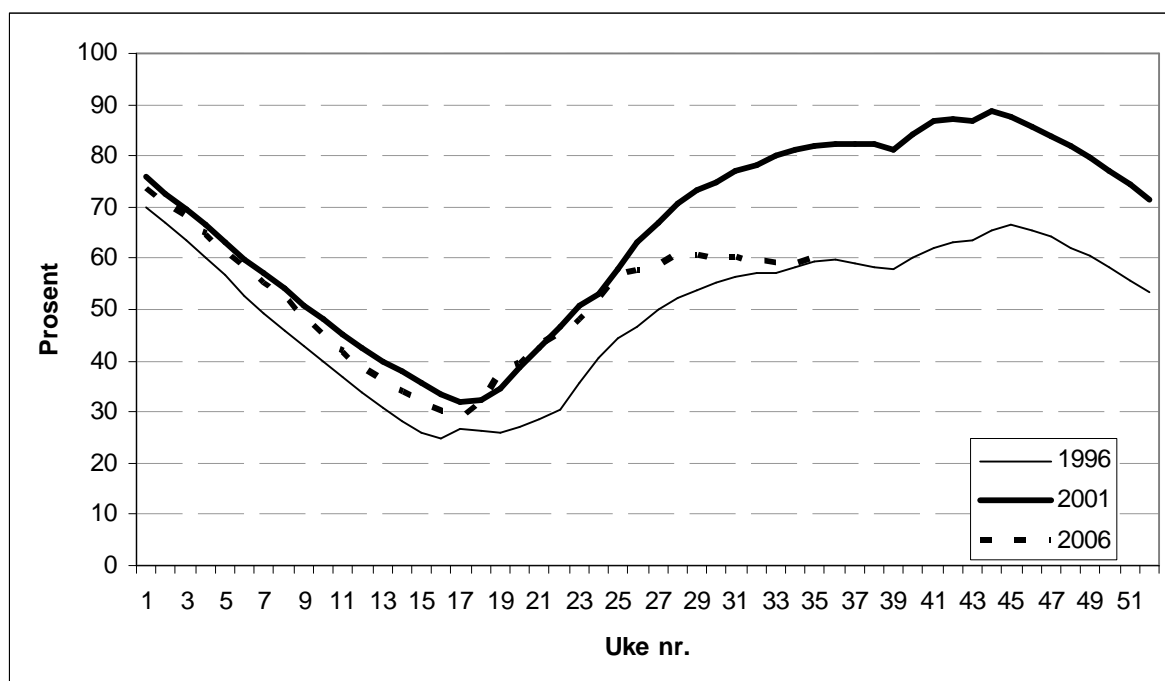
Figur 2.5 Norges kraftutveksling i 1996, 2001 og 2006. GWh. Kilde: Nord Pool



I 1996 holdt importen seg høy frem til nyttår, mens kraftutvekslingen i 2001 gikk over til nettoeksport fra uke 41. Dette stemmer godt med tilsigsutviklingen i disse to årene, høsten 1996 var tørrere enn normalt, mens høsten 2001 var våtere enn normalt. Nedbør- og tilsigsutviklingen videre utover innværende høst vil også være viktig for utviklingen i Norges kraftutveksling frem mot nyttår og til våren 2007.

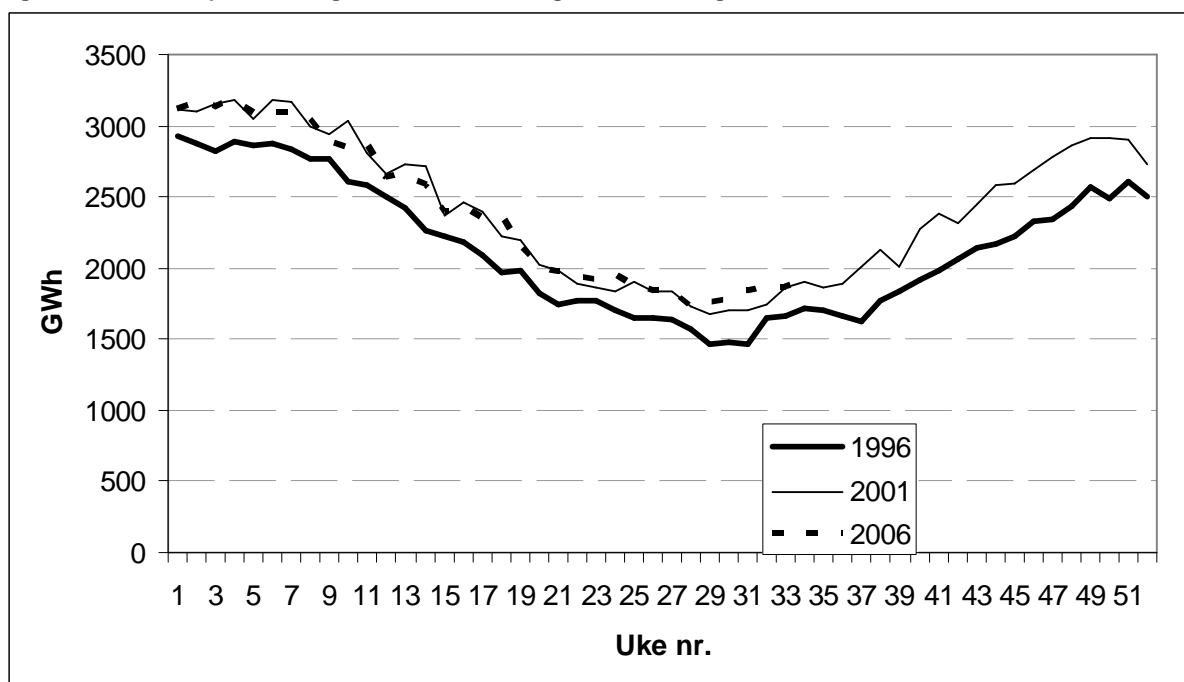
Vannmagasinenes fyllingsgrad henger først og fremst sammen med tilsigsutviklingen som er vist i figur 3 ovenfor. I år nådde fyllingsgraden sitt foreløpige toppunkt etter snøsmeltingen i uke 28 med 60,7 prosent. Utviklingen i fyllingsgraden etter uke 28 har vært betydelig svakere enn både i 1996 og 2001. Både i 1996 og 2001 økte fyllingsgraden med rundt 8 prosentpoeng fra uke 39 til uke 44, men det er grunn til å merke seg at både 1996 og 2001 var våtere enn normalt i denne perioden, jf. figur 3.

Figur 2.6 Norske vannmagasiners fyllingsgrad i 1996, 2001 og 2006. GWh. Kilde: NVE



Kraftforbruket hittil i år har vært om lag som i 2001, og forbruksnivået er om lag 200 – 300 GWh høyere pr uke enn i 1996.

Figur 2.7 Samlet temperaturkorrigert kraftforbruk i Norge, 1996, 2001 og 2006. GWh. Kilde: Nord Pool



Om kraftprisene holder seg på dagens nivå utover høsten vil det være interessant å se om forbruket opprettholdes på et slikt nivå eller om forbruket reduseres.

### **2.1.5 Avsluttende merknader**

Betydelig lavere tilsig til kraftmagasinene enn normalt hittil i år har gitt lavere magasinfylling enn normalt og høye kraftpriser. Årets utvikling har klare fellestrekk med utviklingen i 1996 og 2001, hvor det også var mindre snø og nedbør enn normalt. Det norske kraftforbruket har i år vært på 2001-nivå, mens det sammenlignet med i 1996 og 2001 har vært mindre import av kraft i sommerperioden.

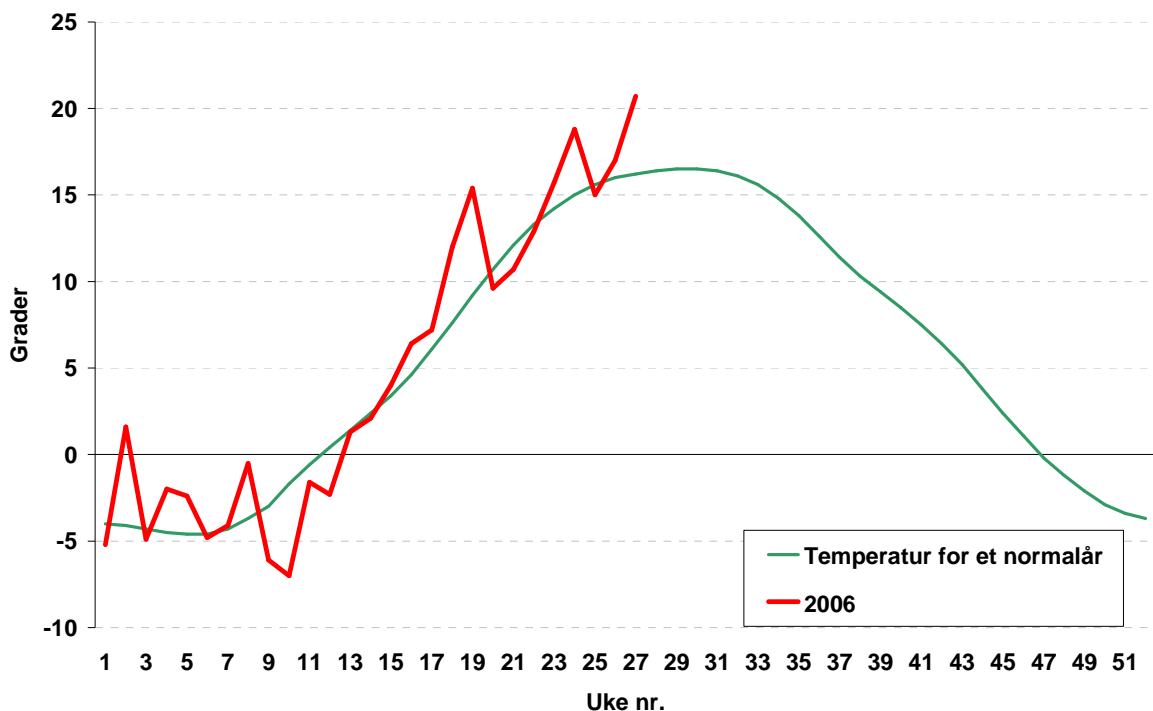
Krafteksporten siste sommer henger blant annet sammen med perioder med høye kraftpriser i Europa og utfall av kjernekraftkapasitet i Sverige. I 1996 og 2001 var oktober måned våtere enn normalt, og det førte til oppgang i magasinfyllingen frem til begynnelsen av november. Normalt kommer det også en del nedbør og tilsig fra nå og frem til det begynner å fryse til i fjellet, og det er for tidlig å si hvor stor knappheten i kraftmarkedet blir den kommende vinteren.

# 3 Vedlegg

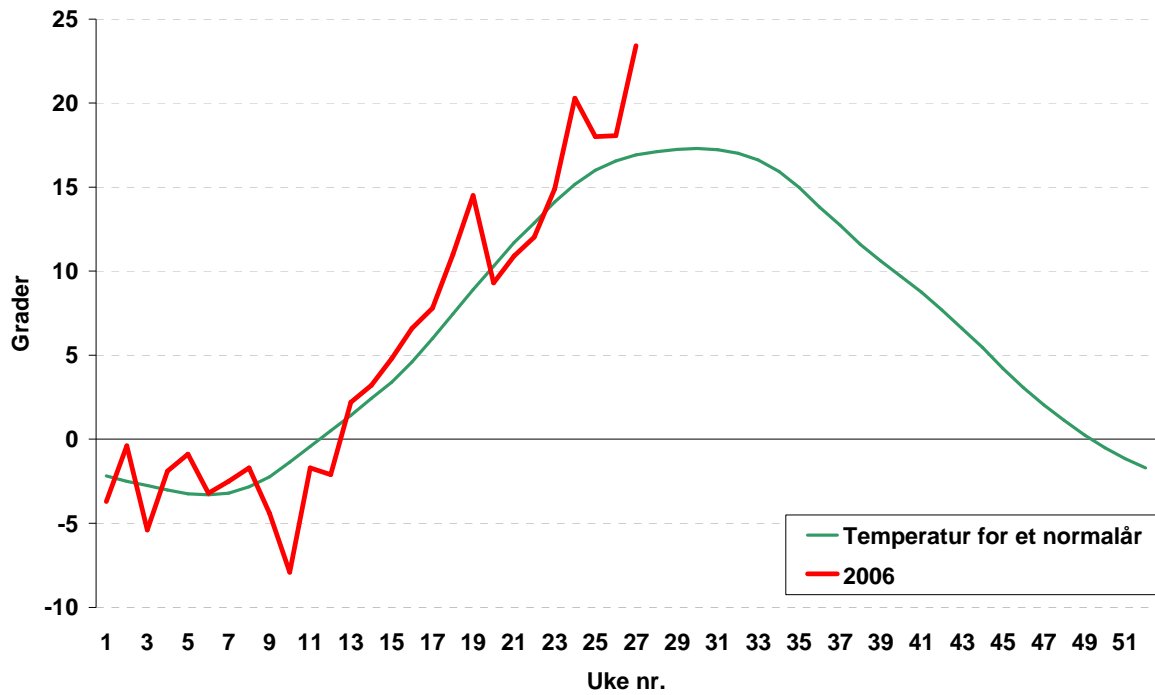
Tabell 3.1 Produksjon, forbruk og utveksling av elektrisk energi, GWh. Kilde: NVE

	Jan - Jun			Tolvmånedersperioder			Juni		
	2005	2006	Endring i %	Jul2004	Jul2005	Endring i %	2005	2006	Endring i %
				t.o.m. Jun2005	t.o.m. Jun2006				
Total produksjon	70875	67223	-5,2	124402	134421	8,1	9610	8409	-12,5
+ Import	2181	4194	92,3	10121	5664	-44,0	280	581	107,5
- Eksport	7392	5215	-29,5	9446	13517	43,1	1134	927	-18,3
= Brutto totalforbruk	65664	66202	0,8	125077	126568	1,2	8756	8063	-7,9
- Elektrokjelforbruk	2196	2203	0,3	3972	4070	2,5	209	193	-7,7
- Pumpeforbruk	429	189	-55,9	813	869	6,9	251	88	-64,9
- Totale nettap <sup>1)</sup>	5277	5261	-0,3	9651	10158	5,3	679	618	-9,0
= Nettoforbruk	57762	58549	1,4	110641	111471	0,7	7617	7164	-5,9
Kraftintensiv industri	17146	16090	-6,2	34425	32585	-5,3	2777	2616	-5,8
Alminnelig forsyning	40616	42459	4,5	76216	78886	3,5	4840	4548	-6,0
Bruttoforbruk	62338	63278	1,5	119296	120337	0,9	8184	7697	-6,0
Kraftintensiv industri	17660	16573	-6,2	35458	33563	-5,3	2860	2694	-5,8
Alminnelig forsyning	44677	46705	4,5	83838	86775	3,5	5324	5003	-6,0
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	46258	46949	1,5	86882	88988	2,4	5216	5094	-2,3

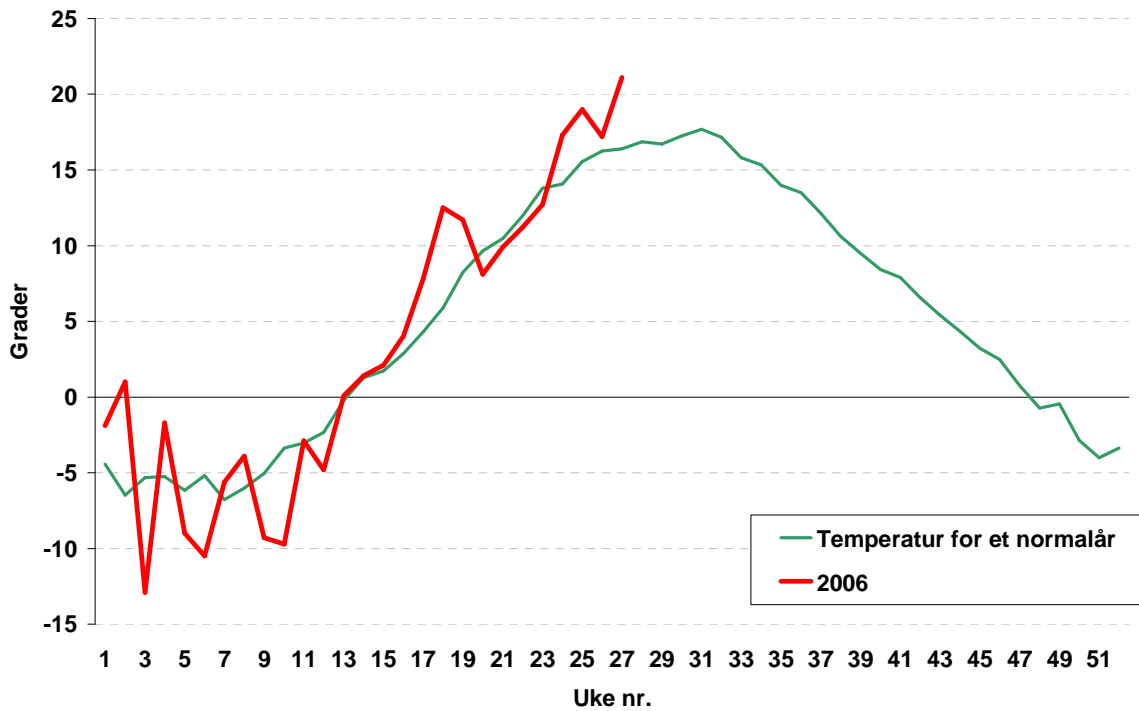
Figur 3.1 Temperaturutvikling Oslo, ukemiddel 2006 og normalår. Kilde: Nord Pool



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

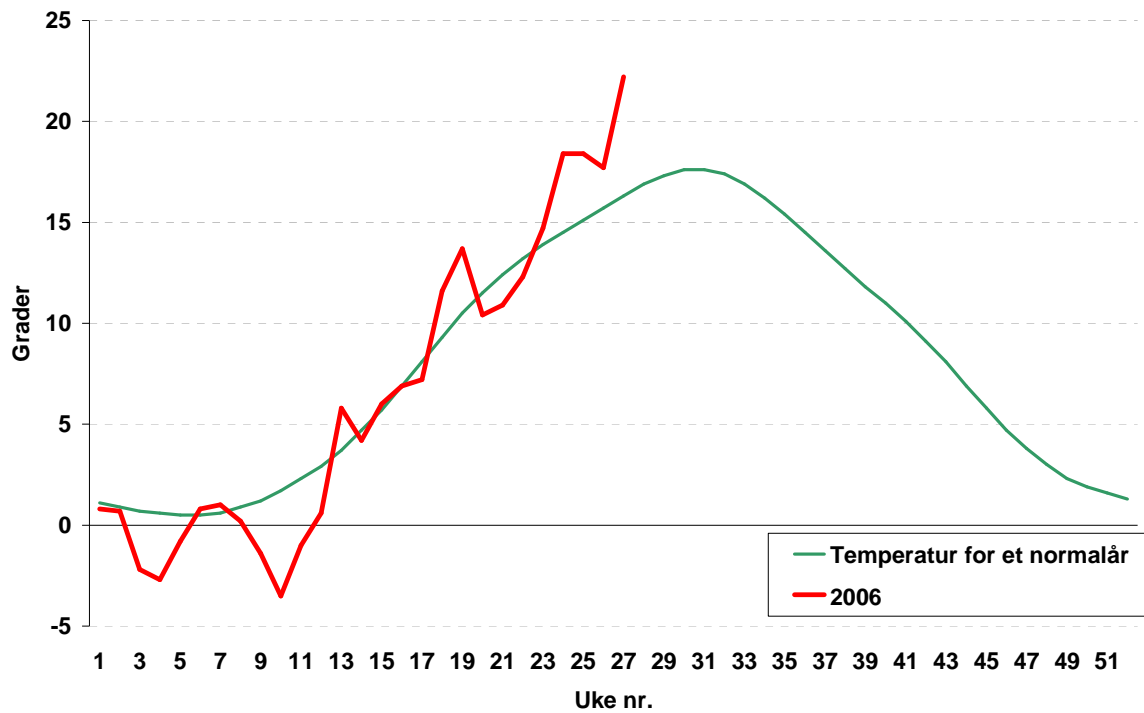


Figur 3.3 Temperaturutvikling Helsinki, ukemiddel 2006 og normalår. Kilde: Nord Pool

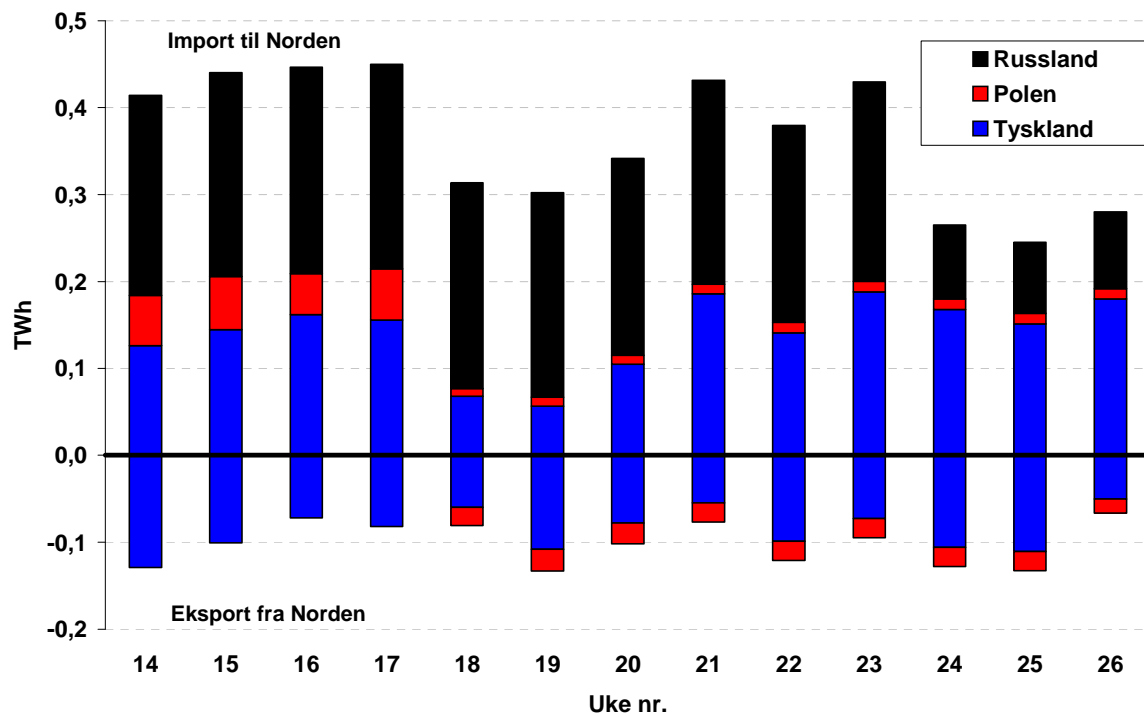




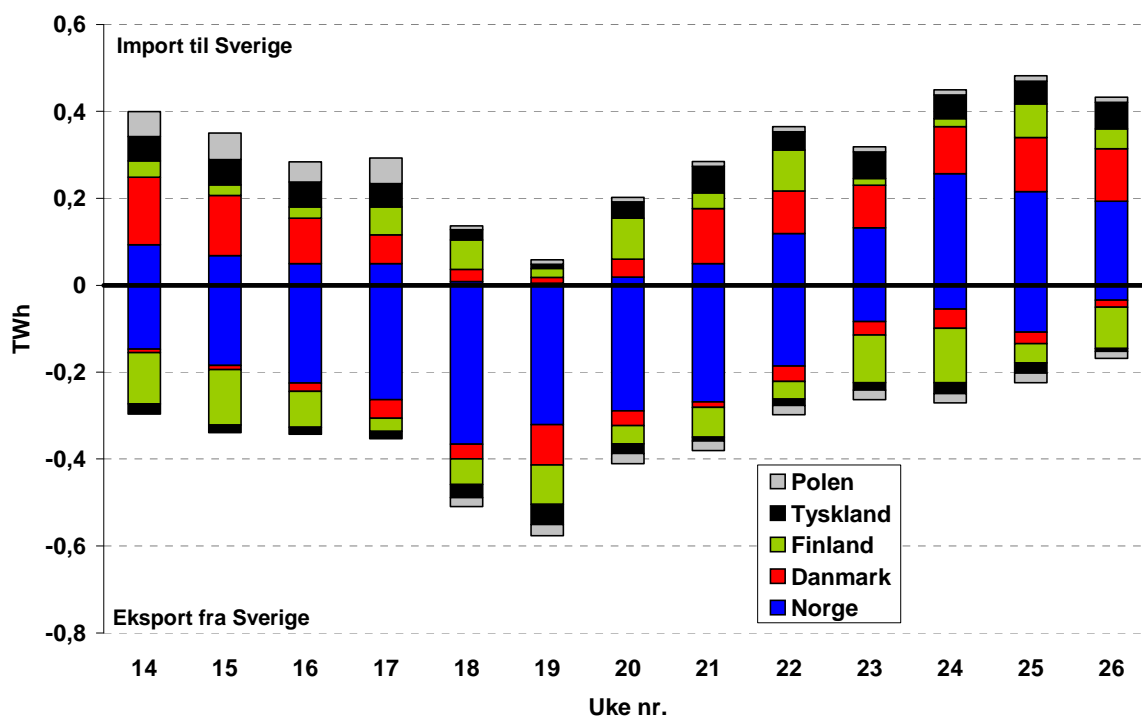
Figur 3.4 Temperaturutvikling København, ukemiddel 2006 og normalår. Kilde: Nord Pool



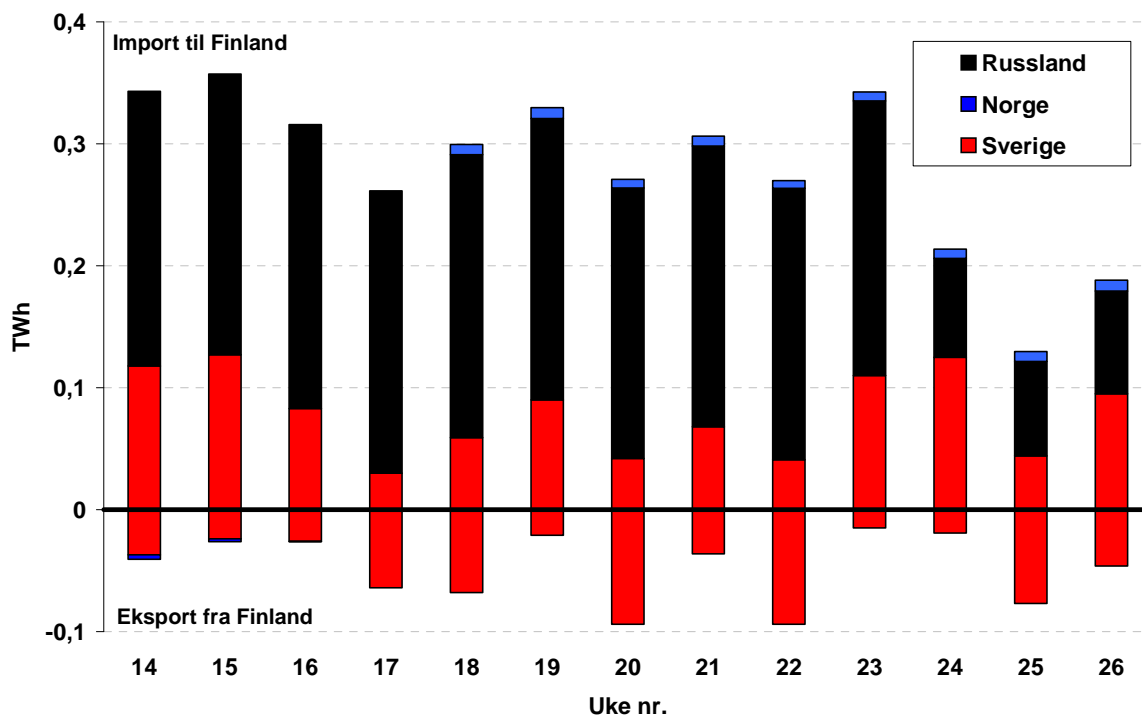
Figur 3.5 Nordisk utveksling av kraft, uke 14-26, 2006. MWh. Kilde: Nord Pool



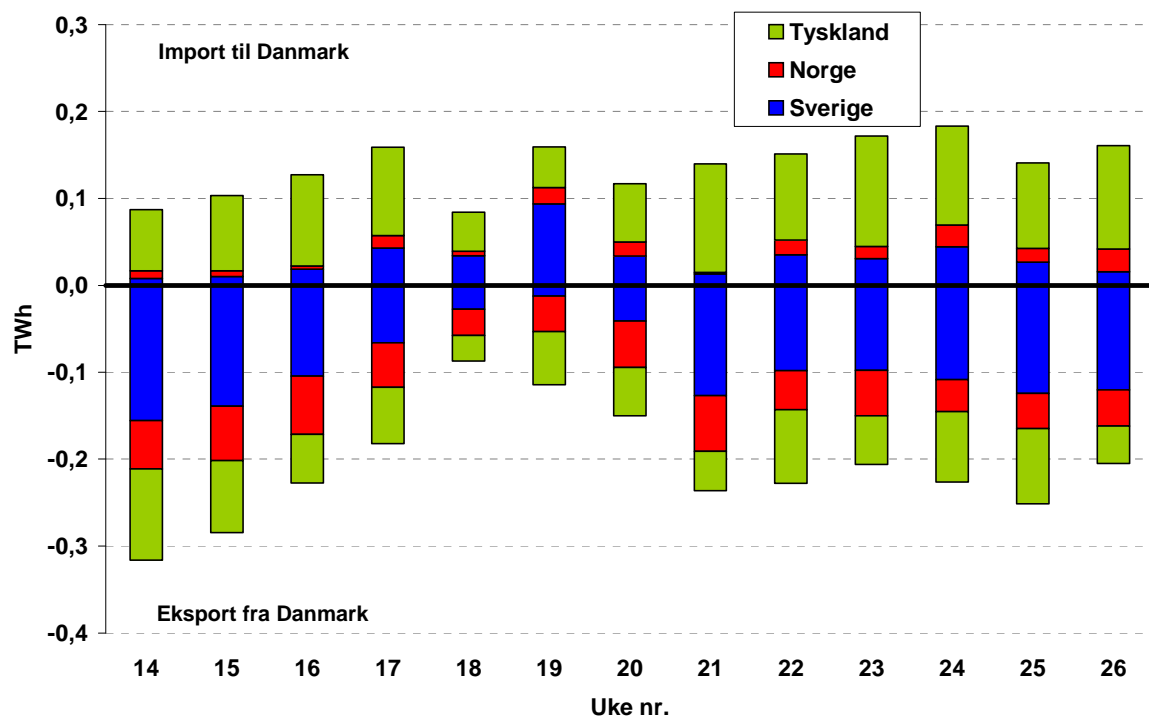
Figur 3.6 Svensk utveksling av kraft, uke 14-26, 2006. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.7 Finsk utveksling av kraft, uke 14-26, 2006. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.8 Dansk utveksling av kraft, uke 14-26, 2006. MWh. Kilde: Nord Pool



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.)
- Nr. 8 Manuell kartlegging av småkraftpotensial i Luster kommune. Delvis basert på NVEs digitale kartlegging i 2004 ( s.)
- Nr. 9 Kari Margrethe Fløtre, Christian Johan Giswold: Omsetningskonsesjonærer, organisasjons- og strukturutvikling pr. 31. desember 2005 (48 s.)
- Nr. 10 Anders Aarøe Mømb (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2005 (89 s.)
- Nr. 11 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2006 (58 s.)