

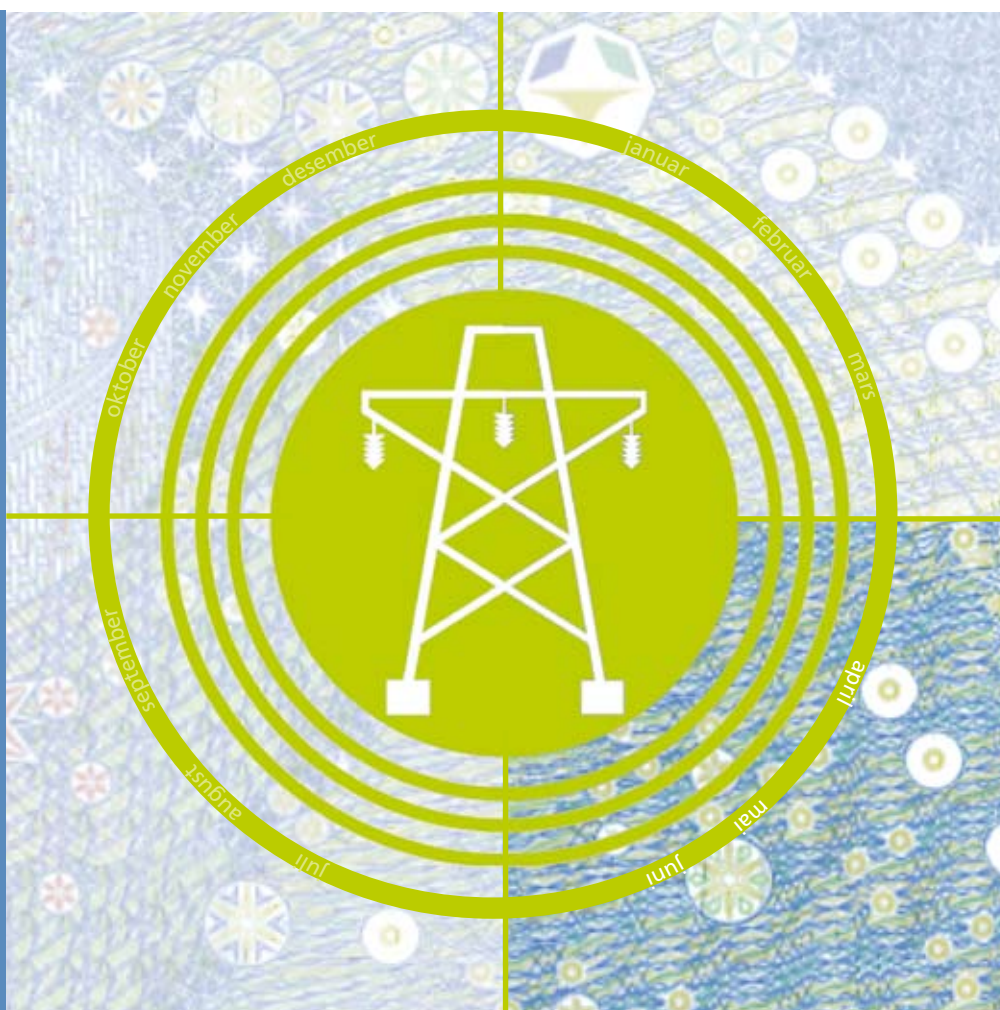


# Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2007

*Tor Arnt Johnsen (red.)*

13  
2007

R  
A  
P  
P  
O  
R  
T



# **Kvartalsrapport for kraftmarkedet**

2. kvartal 2007

## Rapport nr. 13

### Kvartalsrapport for kraftmarkedet

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat  
**Redaktør:** Tor Arnt Johnsen  
**Forfatter:** Hege Bøhler, Karl Magnus Ellinggard, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Nils Spjeldnæs

**Trykk:** NVEs hustrykkeri  
**Opplag:** 150  
**Forsidefoto:**  
**ISBN:** 978-82-410-0645-6

**Sammendrag:** Mer tilsig og nedbør enn normalt i andre kvartal førte til høy kraftproduksjon og ytterligere oppfylling av vannmagasinene. De norske vannmagasinene gikk i løpet av kvartalet fra en magasinfylling på 1,4 prosentpoeng under normalt til en fylling 5,9 prosentpoeng over normalt.

Den gode ressurstilgangen ga fall i børsprisen på elektrisk kraft. I Norge og Sverige var spotprisen i andre kvartal rundt 50 prosent lavere enn i andre kvartal 2006 og 15-20 prosent lavere enn i første kvartal.

Produksjonsøkningen gikk til eksport til Danmark og Sverige. Eksporten ga redusert kraftproduksjon i Danmark og videre eksport til Tyskland, Finland og Polen.

Kraftprisene til husholdninger fortsatte å falle i andre kvartal 2007.

Markedspriskontrakten (spot) falt med 4,8 øre/kWh fra første kvartal til 23,9 øre/kWh inklusive påslag og mva. i andre kvartal. Standard variabel kontrakt fra dominerende leverandør falt med 10,8 øre/kWh til 27,4 øre/kWh. I gjennomsnitt var dermed standardkontrakten 3,5 øre/kWh dyrere enn en spotkontrakt.

**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](http://www.nve.no)

August 2007

# Innhold

<b>Forord .....</b>	<b>4</b>
<b>Sammendrag .....</b>	<b>5</b>
<b>1 Kraftmarkedet i andre kvartal 2007 .....</b>	<b>6</b>
1.1 Ressursgrunnlaget .....	9
1.1.1 Tilsig i Norge .....	9
1.1.2 Temperatur.....	11
1.1.3 Nedbør .....	11
1.1.4 Snø.....	13
1.1.5 Tilsiget våren/ sommeren 2007 .....	14
1.1.6 Mark- og grunnvann .....	14
1.1.7 Tilsig i Sverige.....	15
1.2 Magasinutviklingen.....	16
1.2.1 Mye snø og nedbør ga magasinifilling over normal .....	16
1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland .....	16
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel.....	18
1.3.1 Nordisk kraftproduksjon.....	18
1.3.2 Nordisk kraftforbruk .....	23
1.3.3 Handel og kraftutveksling .....	33
1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet .....	39
1.4.1 Spotmarkedet .....	39
1.4.2 Terminmarkedet .....	41
1.5 Sluttbrukermarkedet .....	45
1.5.1 Priser og prisutvikling .....	45
1.5.2 Leverandørskifter .....	48
1.5.3 Kontraktsvalg.....	48
1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft .....	49
<b>2 Temaartikkel.....</b>	<b>51</b>
2.1 Energibruk i hytter – dramatisk vekst? .....	51
2.1.1 Innledning.....	51
2.1.2 Flere og større hytter.....	51
2.1.3 Økende elektrisitetsforbruk.....	53
2.1.4 Vedforbruket endelig kartlagt .....	55
2.1.5 Samlet energibruk i hytter .....	56
2.1.6 Hvordan vil forbruket utvikle seg mot 2025? .....	57
2.1.7 Konklusjon.....	59
<b>3 Vedlegg.....</b>	<b>60</b>

# Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i andre kvartal 2007. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er andre utgave i kvartalsrapportens fjerde årgang. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 2-4 uker etter utløpet av kvartalet. Denne rapporten kommer litt senere enn vanlig grunnet sommerferien. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i oktober 2007.

I kvartalsrapporten dokumenterer og kommenterer vi 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 én temaartikkel. Den er skrevet av seniorrådgiver Terje Stamer Wahl ved seksjon for energibruk. Artikkelen dreier seg om energietterspørselen fra hytter og fritidsboliger frem til i dag og utsiktene fremover i tid.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energi- og markedsavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Karl Magnus Ellinggard, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Nils Spjeldnæs og Tor Arnt Johnsen som også har ledet arbeidet.

Oslo, 23. august 2007

Marit L. Fossdal  
avdelingsdirektør

# Sammendrag

Mer tilsig og nedbør enn normalt i andre kvartal førte til høy kraftproduksjon og ytterligere oppfylling av vannmagasinene. Kraftproduksjonen i andre kvartal har bare vært høyere i 2000 og 2005, og samtidig gikk de norske vannmagasinene i løpet av kvartalet fra en magasininfylling på 1,4 prosentpoeng under normalt til en fylling 5,9 prosentpoeng over normalt.

Den gode ressurstilgangen ga fall i børsprisen på elektrisk kraft. I Norge og Sverige var spotprisen i andre kvartal rundt 50 prosent lavere enn i andre kvartal 2006 og 15-20 prosent lavere enn i første kvartal.

Forbruket av elektrisk kraft endret seg imidlertid ikke mye som følge av prisnedgangen, og produksjonsøkningen gikk til eksport til Danmark og Sverige. Eksporten ga redusert kraftproduksjon i Danmark og videre eksport til Tyskland, Finland og Polen. Norden hadde i andre kvartal en nettoeksport på 0,9 TWh. I samme kvartal i fjor var det en nettoimport til Norden på 3,4 TWh.

Prisen på utslipptillatelse for CO<sub>2</sub> i 2008 økte med om lag 30 prosent gjennom andre kvartal og ved årsskiftet 2007/2008 vil produksjonskostnadene for elektrisk kraft basert på kull, gass og olje øke en god del. Dette gjenspeiles i terminprisene for elektrisk kraft som ved utgangen av andre kvartal 2007 antyder en pris rundt 40 øre/kWh kommende vinter. Det fremtidige prisbildet gir vannkraftprodusentene et sterkt incentiv til å lagre vann til vinteren. Vannkraftprodusentenes lagring bidrar til å dempe utsiktene til prisoppgang i Norden fra fjerde kvartal 2007 til første kvartal 2008. Dette illustreres ved at de tyske terminprisene antyder en prisoppgang på 14,3 øre/kWh fra fjerde kvartal 2007 til første kvartal 2008, mens tilsvarende oppgang i Norden ligger an til å bli 6,6 øre/kWh.

Kraftprisene til husholdninger fortsatte å falle i andre kvartal 2007.

Markedspriskontrakten (spot) falt med 4,8 øre/kWh fra første kvartal til 23,9 øre/kWh inklusive påslag og mva. i andre kvartal. Standard variabel kontrakt fra dominerende leverandør falt med 10,8 øre/kWh til 27,4 øre/kWh. I gjennomsnitt var dermed standardkontrakten 3,5 øre/kWh dyrere enn en spotkontrakt. Prisutviklingen det siste året har dermed igjen vist at i perioder med fallende spotpriser vil markedspriskontraktene falle langt raskere enn standard variabel kontraktene. I andre kvartal hadde 37 prosent av norske husholdninger markedspriskontrakt – opp 3,3 prosentpoeng fra første kvartal.

# 1 Kraftmarkedet i andre kvartal 2007

**Om lag 10 prosent mer tilsig og nedbør enn normalt i andre kvartal 2007**

Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet var 57,8 TWh i andre kvartal 2007, og det er mer enn 10 prosent mer enn i et normalår og 15 TWh mer enn i andre kvartal 2006. De siste 12 månedene har tilsiget vært 131 TWh, og det er 11 TWh mer enn i et normalår. Det kom 22 TWh nedbør som kan nyttes til kraftproduksjon i andre kvartal. Det er 2 TWh mer enn normalt. I Sverige var tilsiget 31,5 TWh i andre kvartal – 2,5 TWh mer enn normalt og 4,3 TWh mer enn i samme periode i fjor.

**Snø: 10 prosent mer enn det normale ved utgangen av 2. kv. 2007**

Vinteren 2006/2007 har det vært mer snø enn normalt i områdene der snøen kan nyttes til kraftproduksjon når den smelter. Snøsmeltingen i fjellet pågår vanligvis fra begynnelsen av mai til et stykke inn i august. Ved utgangen av andre kvartal var snømagasinet for det norske kraftsystemet 10 prosent større enn normalt.

**Mer enn 16 TWh mer vann i nordiske vannmagasiner enn for ett år siden og 4 TWh mer enn normalt**

Ved inngangen til andre kvartal i år hadde vannmagasinene i Norge og Sverige lavere fylling enn normalt. I løpet av kvartalet har de norske magasinene blitt fylt opp, og ved utgangen av kvartalet var magasinutfyllingen i Norge 5,9 prosentpoeng høyere enn normalt. Samlet var det ved utgangen av kvartalet om lag 4 TWh mer vann i de nordiske vannmagasinene enn normalt. Magasininnholdet var ved utgangen av andre kvartal 16 TWh større enn for ett år siden.

**Høy kraftproduksjon i andre kvartal:**

I andre kvartal 2007 var den norske kraftproduksjonen 30,3 TWh, eller 16 prosent høyere enn i andre kvartal i fjor. Bare i 2000 og 2005 har det blitt produsert mer kraft i Norge i andre kvartal. Nordens samlede produksjon var 90 TWh og det er ny rekord for kvartalet. De siste 12 månedene har den norske kraftproduksjonen vært 121 TWh, og det er om lag det samme som i et tilsigsmessig normalår. I Sverige var produksjonen 36 TWh i andre kvartal, og det er 8 prosent høyere enn i fjor. I Danmark var kraftproduksjonen 7 TWh i andre kvartal – ned 24 prosent fra i fjor. I Finland var kraftproduksjonen 17 TWh i andre kvartal, og det er som i fjor. Samlet var den nordiske kraftproduksjonen 6 prosent høyere enn i fjor. De siste 12 månedene er det produsert 377 TWh elektrisk kraft i Norden – 15 TWh mer enn i foregående 12-månedersperiode.

**Norge – tredje høyeste produksjon noensinne i andre kvartal**

**Norden – ny rekord**

**Økt kraftforbruk i Norden i 2. kvartal**

Det nordiske kraftforbruket økte med 1 prosent fra andre kvartal i fjor til i år. Forbruket økte i Norge og Finland, mens det var uendret i Danmark og falt i Sverige.

**Lavt forbruk  
siste 12 mnd.**

De siste 12 måneder har Nordens kraftforbruk vært 385 TWh, og det er 3 prosent lavere enn foregående 12-måneders periode. Hovedårsaken til nedgangen er mildere vær og høye priser høsten 2006, hvilket ga en forbruksnedgang på 5 prosent både i Norge og Sverige.

**Uendret forbruk i  
alminnelig forsyning  
(temperaturkorrigert)  
- fall i kraftintensiv  
industri**

I Norge falt forbruket i alminnelig forsyning med 2,1 prosent fra andre kvartal i fjor til andre kvartal i år. Hele nedgangen skyldes høyere temperaturer i år enn i fjor. Selv om kraftprisene har vært lavere i år enn i fjor har det ennå ikke gitt utslag i økt forbruk i alminnelig forsyning. Forbruket i kraftintensiv industri var 1,3 prosent lavere i andre kvartal i år enn i samme periode ett år tidligere. De siste 12 måneder har forbruket i industrien vært 31,9 TWh, og det er en nedgang på 4,6 prosent fra forrige 12-måneders periode.

**Norsk og svensk  
krafteksport i 2.  
kvartal**

Norge hadde i andre kvartal 2,2 TWh nettoeksport. I andre kvartal i fjor hadde Norge en nettoimport på 1,8 TWh. De siste 52 uker har Norge hatt 0,3 TWh nettoeksport. Sverige eksporterte netto 3,6 TWh i første kvartal og Finland hadde en nettoimport på 3,6 TWh fra Sverige, Russland og Estland. Danmark importerte 3,8 TWh elektrisk kraft hovedsakelig fra Norge og Sverige og eksporterte 2,6 TWh hovedsakelig til Tyskland. Netto hadde Danmark en nettoimport på 1,3 TWh. De nordiske landenes nettoeksport var 0,9 TWh i andre kvartal – i motsetning til 3,4 TWh import i samme periode i 2006. De siste 52 uker har Norden hatt en nettoimport på 7,9 TWh.

**Spotpris 2. kv. 2007  
(øre/kWh):**

- Sør-Norge	17,6
- Rest-Norge	18,9
- Sverige	19,2
- Finland	19,2
- Sjælland	21,7
- Jylland	21,7
- Tyskl./EEX	25,2

Elspotprisene har i andre kvartal ligget rundt 20 øre/kWh. De hydrologiske forholdene har ført til at Norge har hatt de laveste prisene i Norden. Aller lavest har prisen vært i Sør-Norge - i snitt i underkant av 18 øre/kWh. I resten av Norge, det vil si Midt- og Nord-Norge har snittprisen vært 18,9 øre/kWh. Det vil si at elspotprisene i andre kvartal har vært 15-20 prosent lavere enn i første kvartal og rundt 50 prosent lavere enn i 2. kvartal 2006. I Sverige og Finland har prisene ikke gått ned riktig like mye, og det skyldes at vannkraft spiller en mindre viktig rolle i disse landene. I Danmark har prisene vært om lag som i første kvartal, mens det i Tyskland har vært en oppgang på 7 prosent fra foregående kvartal. I Tyskland var prisen 25,2 øre/kWh i andre kvartal. I gjennomsnitt for de siste 12 månedene har elspotprisene ligget nær 30 øre/kWh i alle områdene.



**Økt CO<sub>2</sub>-pris for 2008**

Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter for innløsning i 2007 falt gjennom 2. kvartal, og ved utgangen av kvartalet var kvoteprisen 1 kr/tonn CO<sub>2</sub>. Kvoteprisen for 2008 har økt med 30 prosent gjennom 2. kvartal, og den var 179 kr/tonn ved utgangen av andre kvartal. Utslippskvotesystemet for 2005-2007 har vært utformet slik at kvoter ikke kan overføres fra 2007 til 2008. Det er årsaken til prissammenbruddet for 2007-kvoter og dermed den store prisforskjellen mellom 2007- og 2008-kvoter.

**Prisutjevning mellom Norden og Tyskland i terminmarkedet for kraft**

**Terminpris første kvartal 2008:**

- Norden	39,4
øre/kWh	
- Tyskland	51,3
øre/kWh	

Prisene i det nordiske finansielle kraftmarkedet økte med om lag 10 prosent gjennom andre kvartal, og ved utgangen av kvartalet endte tredjekvartalskontrakten på 22,3 øre/kWh. I Tyskland falt tredjekvartalskontrakten med tre prosent gjennom kvartalet og denne endte på 31,6 øre/kWh ved utgangen av annet kvartal. Det vil si at terminprisforskjellen mellom Norden og Tyskland ble nær halvert i løpet av kvartalet. Terminprisene for første kvartal 2008 er betydelig høyere som følge av den forventede kvoteprisøkningen for CO<sub>2</sub> fra 2007 til 2008. For Norden var prisen på denne kontrakten 39,4 øre/kWh ved utgangen av andre kvartal, mens samme pris ved EEX-børsen i Tyskland var 51,3 øre/kWh.

**Reduserte sluttbrukerpriser**

**Standard variabel prisene har kommet nærmere markedspris**

Kraftprisene til husholdninger har fortsatt å falle i andre kvartal 2007. Markedspriskontrakten (spot) falt med 4,8 øre/kWh fra første kvartal til 23,9 øre/kWh inklusive påslag og mva. Standard variabel kontrakt fra dominerende leverandør falt med 10,8 øre/kWh til 27,4 øre/kWh i 2. kvartal 2007. I gjennomsnitt var dermed standardkontrakten 3,5 øre/kWh dyrere enn en spotkontrakt. Prisutviklingen det siste året har dermed igjen vist at i perioder med fallende spotpriser vil markedspriskontraktene falle langt raskere enn standard variabel kontraktene. I andre kvartal hadde 37 prosent av norske husholdninger markedspris-kontrakt – opp 3,3 prosentpoeng fra første kvartal.

# 1.1 Ressursgrunnet

## 1.1.1 Tilsig i Norge

I andre kvartal 2007 var det nyttbare tilsig 57,8 TWh eller 6,2 TWh mer enn normalt.

Tilsiget var drøyt 15 TWh høyere enn for samme periode i 2006.

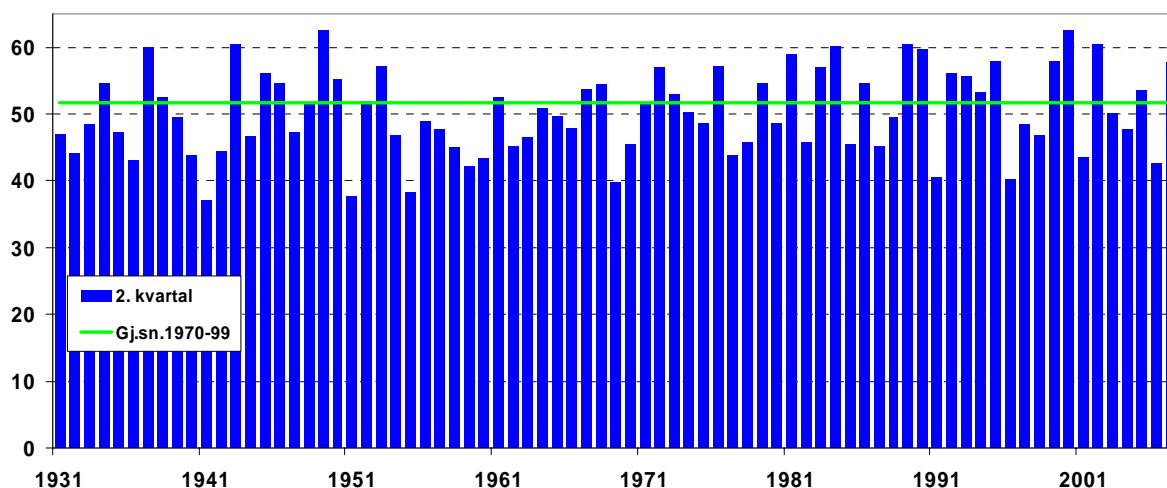
I første halvår har tilsiget vært 71 TWh. Det er nesten 11 TWh mer enn normalt og 21 TWh mer enn i 2006. De siste 12 månedene har tilsiget vært 131 TWh, eller 11 TWh mer enn normalt.

Resurstilgang TWh	2. kv. 2007	Avvik fra normalt	Siste 12 måneder	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	57,8	+ 6,2	131	+ 11
Nedbør Norge	22	+ 2	134	+ 14
Tilsig Sverige	31,5	+ 2,5	70	+ 8
Snø Norge (prosent av normalt)		Utgangen av 2 kv. 2007 Ca 110 %		Utgangen av 2 kv. 2006 Ca 70 %

Summert for de siste 24 månedene har tilsiget vært 256 TWh eller 16 TWh mer enn normalt.

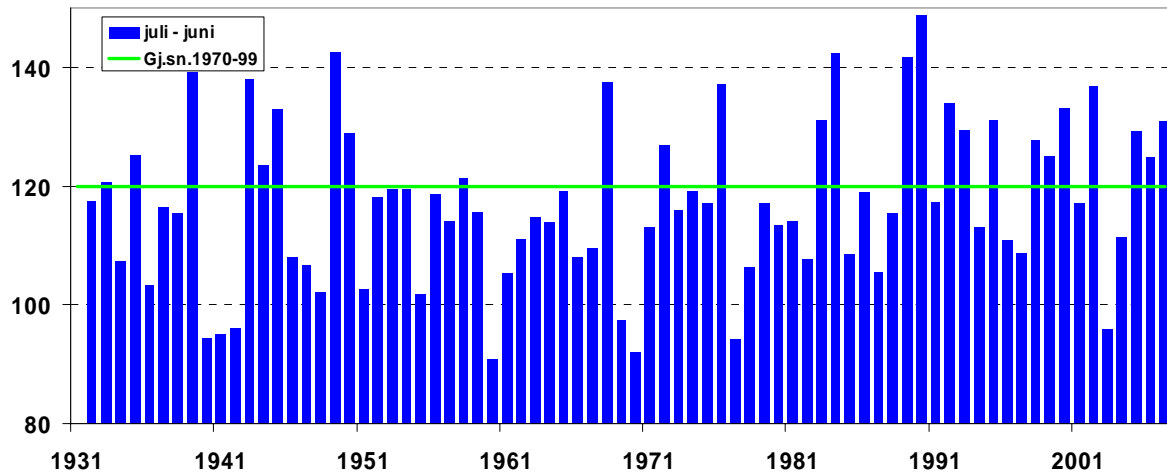
Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig for andre kvartal, 1931 - 2007. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool

TWh



Figuren viser at tilsiget i andre kvartal de ti siste årene har vært høyere enn normalt fem ganger og lavere enn normalt også fem ganger. Tilsiget i andre kvartal i år er det 12. høyeste siden 1931.

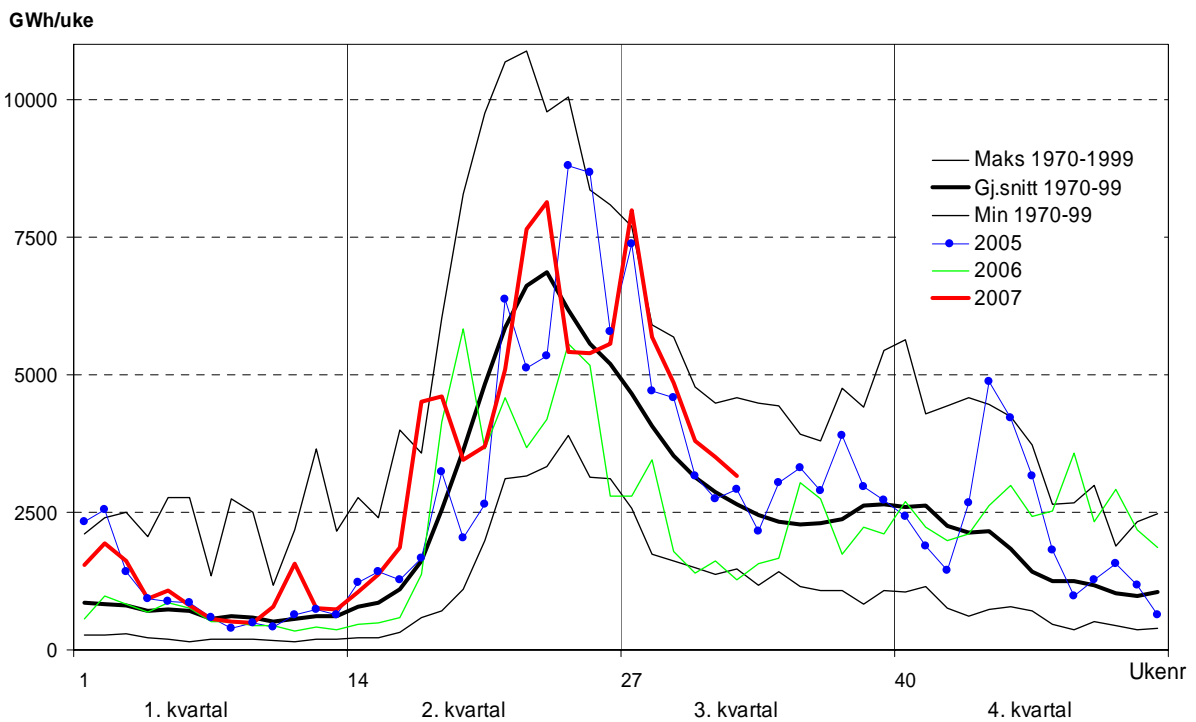
Figur 1.1.2 Nyttbart tilsig for perioden juli til og med juni, 1931- 2007. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool  
TWh



Figuren viser at dette er den tredje 12 månedersperiode på rad med tilsig over normalt.

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.3. Mildt vær i april ga snøsmelting og tilsig over det normale. Utover i mai ble det imidlertid noe kjøligere, men mot slutten av mai og i starten av juni ble det varmt i hele landet. Det satte fart i snøsmeltingen i høyfjellet og tilsiget var høyest i første uke i juni (uke 23) med 8,1 TWh.

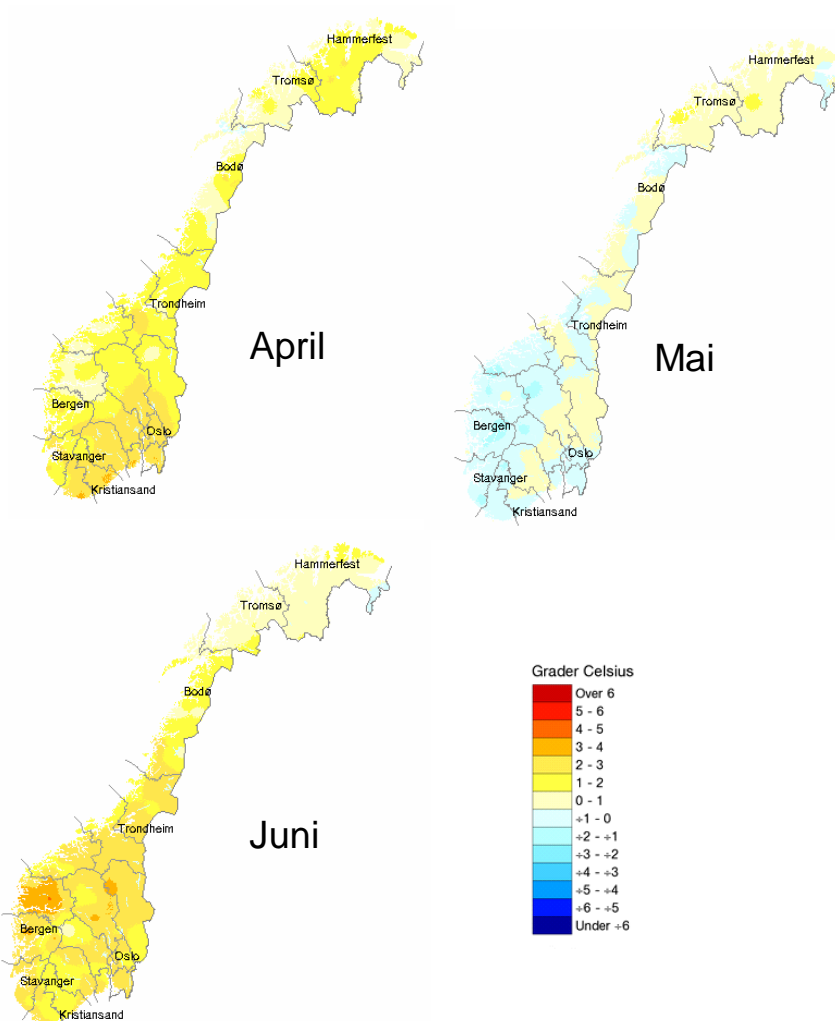
Figur 1.1.3 Nyttbart tilsig i Norge i 2005, 2006 og 2007. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool



### 1.1.2 Temperatur

I april var det varmere enn normalt i alle deler av landet. For Norge var temperaturen omkring 2 grader høyere enn normalt. Det var relativt kjølig rundt midten av mai i store deler av landet, men mot slutten av måneden ble det varmere. For mai måned sett under ett ble det omkring normale temperaturer i hele landet. Den første uken i juni ble svært varm med temperaturer på 4 til 9 grader over normalen i hele landet. For hele juni var de største positive avvikene på deler av Vestlandet med omkring 3 grader over normalen.

Figur 1.1.4 Temperatur, avvik i °C fra normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2007. Kilde: NVE og met.no



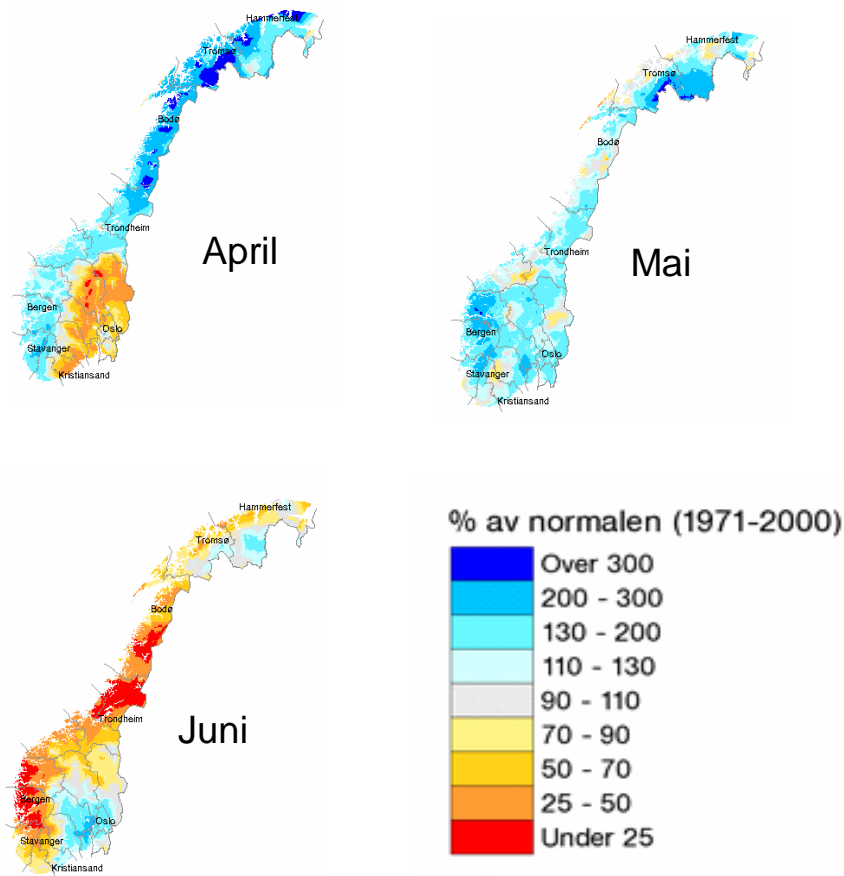
### 1.1.3 Nedbør

I april kom det mer nedbør enn normalt fra Vest-Agder og nordover til Finnmark, mens Østlandet og resten av Sørlandet fikk mindre nedbør enn normalt. I mai var nedbøren omkring eller over normalen i hele landet. Juni ble imidlertid svært tørt på deler av Vestlandet, i Trøndelag og sør i Nordland, mens deler av Østlandet og Sørlandet fikk mer nedbør enn normalt. Ifølge tall fra met.no var juni i år den 4. tørreste i Trøndelag siden 1900, mens en av met.no's målestasjoner i Osloområdet ga høyeste juninedbør noensinne. Her fins det målinger tilbake til 1883.

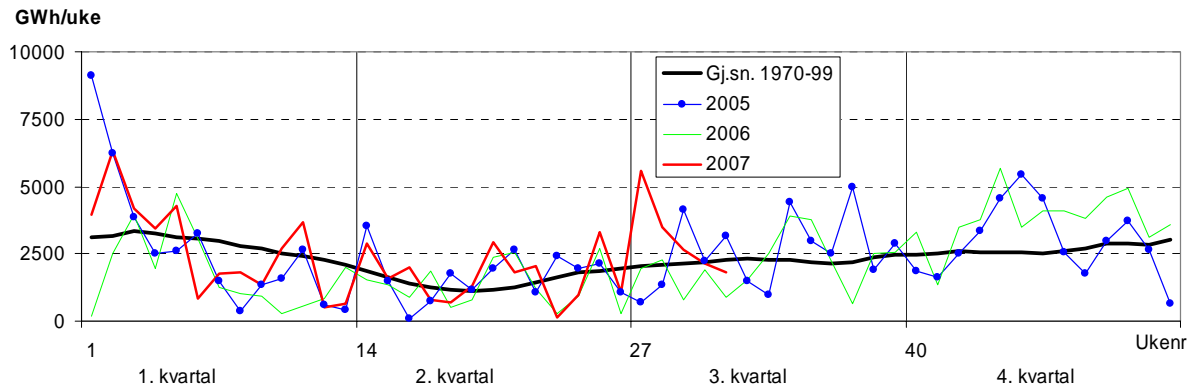
I andre kvartal 2007 kom det om lag 22 TWh nedbøreneergi eller 2 TWh over normalt. I første halvår har det kommet 57 TWh eller 1 TWh mer enn normalt.

Summert for de siste 12 månedene har det kommet 134 TWh eller 14 TWh mer nedbøreneergi enn normalt. At sum nyttbart tilsig de siste 12 månedene er noe lavere (131 TWh) skyldes først og fremst at det i år er mer snø igjen i fjellet i slutten av juni enn det var i 2006, men også at grunnvannstanden i store deler av landet i slutten av juni i år er noe høyere enn for ett år siden. Det understrekes også at det er betydelig usikkerhet knyttet til beregning av nedbøreneergi.

Figur 1.1.5 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2007. Kilde: NVE og met.no



Figur 1.1.6 Beregnet ukentlig nedbøreneergi i 2005, 2006 og 2007. GWh/uke. Kilde: NVE

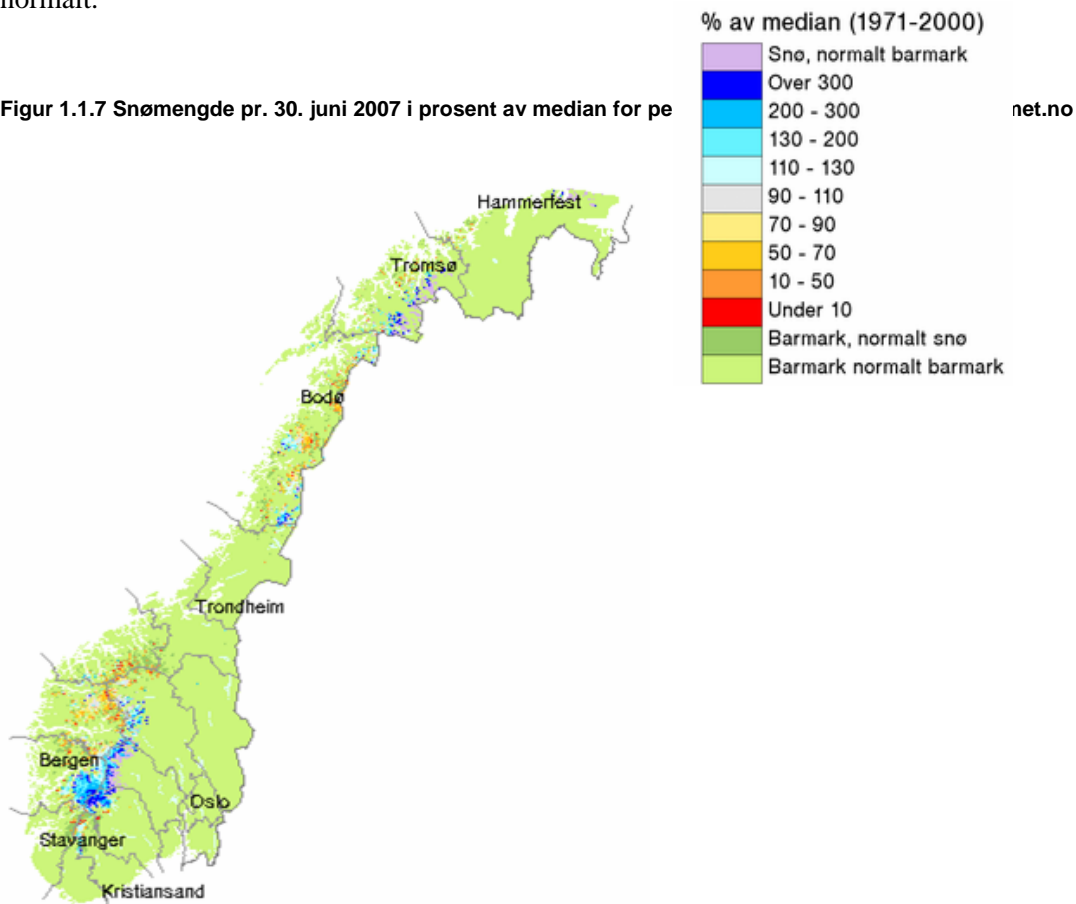


### 1.1.4 Snø

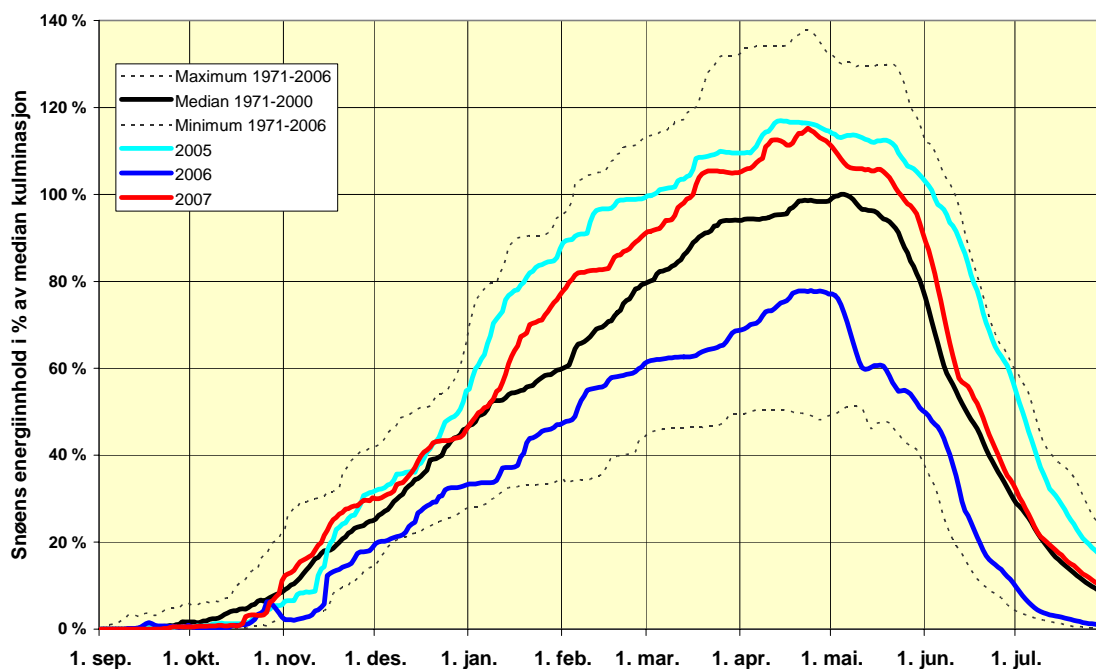
Snøsituasjonen mot slutten av 2. kvartal 2007 er illustrert i figur 1.1.7. Ved utgangen av juni var det fremdeles mer snø enn normalt på Hardangervidda, i østlige deler av Langfjella og i indre deler av Troms. I fjellet i resten av landet var det omkring eller mindre snø enn normalen. Snøgrensen var i Sør-Norge omkring 1200 moh. og i Nord-Norge omkring 900 moh.

Utviklingen av snømagasinet gjennom vinteren er vist i figur 1.1.8. Årets snømagasin kulminerte i slutten av april med 115 prosent av normalt, mens det i fjor kulminerte med omkring 75 prosent av normalt.

Figur 1.1.7 Snømengde pr. 30. juni 2007 i prosent av median for pe



Figur 1.1.8 Utviklingen av snømagasinet for de norske vannkraftmagasinene vintrene 2005, 2006 og 2007. 100 prosent tilsvarer mediankurvens maksimumsverdi. Maksimum, minimum fra perioden 1971 -2006. Kilde NVE og met.no



### 1.1.5 Tilsiget våren/ sommeren 2007

I forrige kvartalsrapport ble det presentert en analyse av forventet tilsig i løpet av smelteperioden, fra uke 17 til og med uke 30. Prognosene var basert på sum snømagasin til de norske kraftmagasinene og historiske data for nyttbart tilsig. Snømagasinet ble beregnet ut fra landsdekkende snøkart.

Prognosen ga et forventet tilsig på 69 TWh med et slingringsmonn på  $\pm 10$  TWh avhengig av værutviklingen videre utover våren og sommeren. Midlere tilsig for denne perioden er 64 TWh.

Sum nedbørene energi disse ukene var i år 29 TWh eller 6 TWh høyere enn normalt. Av figur 1.1.6 ser vi at det er særlig starten av 3. kvartal 2007 som har vært fuktig. Sum nyttbart tilsig i hele perioden har vært 76 TWh, eller omtrent som prognosert tillagt den "ekstra" nedbøren som har kommet gjennom sommeren.

Konklusjonen blir at om våren gir snøkartet verdifull informasjon for vurdering av ressursituasjonen i de kommende månedene.

### 1.1.6 Mark- og grunnvann

Markvannsunderskuddet er mindre i fjellet i Sør-Norge i 2007 enn i 2006, mens det er noe tørrere på deler av Vestlandet, Trøndelag og i Nordland. Sum effekt på kraftsystemet er usikker.

De siste 12 månedene har det kommet 134 TWh eller 14 TWh mer nedbørene energi enn normalt. At sum nyttbart tilsig de siste 12 månedene er noe lavere, 131 TWh, skyldes først og fremst at det i år er mer snø igjen i fjellet i slutten av juni enn det var i 2006. I tillegg er grunnvannstanden i slutten av juni i år høyere enn for ett år siden i store deler av landet. Spesielt gjelder dette Østlandet. Også deler av Trøndelag og Nordland, hvor det i juni var svært lite nedbør, er grunnvannstanden noe høyere enn på

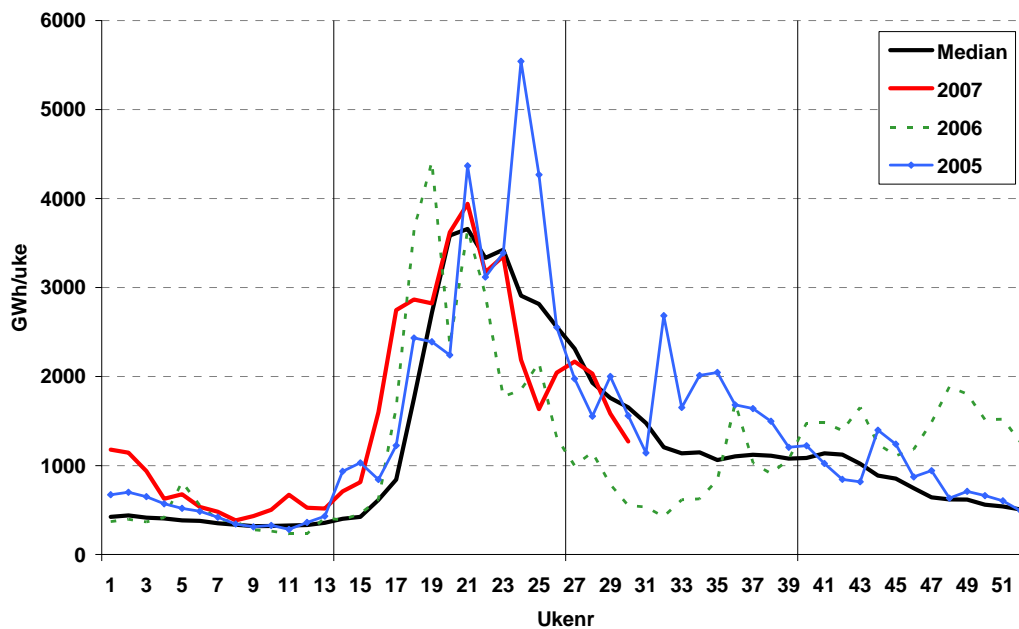
samme tid i fjor. Det skyldes både at april og mai var nedbørrike i denne delen av landet, og at det var noe mer snø i fjellet her enn for et år siden. Det bør og understrekes at det er betydelig usikkerhet knyttet til beregning av nedbørenergi.

### 1.1.7 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 31,5 TWh i andre kvartal 2007. Det er 2,5 TWh mer enn normalt og 4,3 TWh mer enn i samme periode i 2006. I første halvår har tilsiget vært 40,1 TWh. Det er 6,3 TWh mer enn normalt og nesten 8 TWh mer enn i 2006.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 70,4 TWh. Det er vel 8 TWh mer enn normalt og 4,0 TWh mer enn i tilsvarende periode ett år tidligere. De siste 24 månedene har tilsiget vært i underkant av 137 TWh. Det er 12 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.7 Tilsig i Sverige i 2005, 2006 og 2007. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi





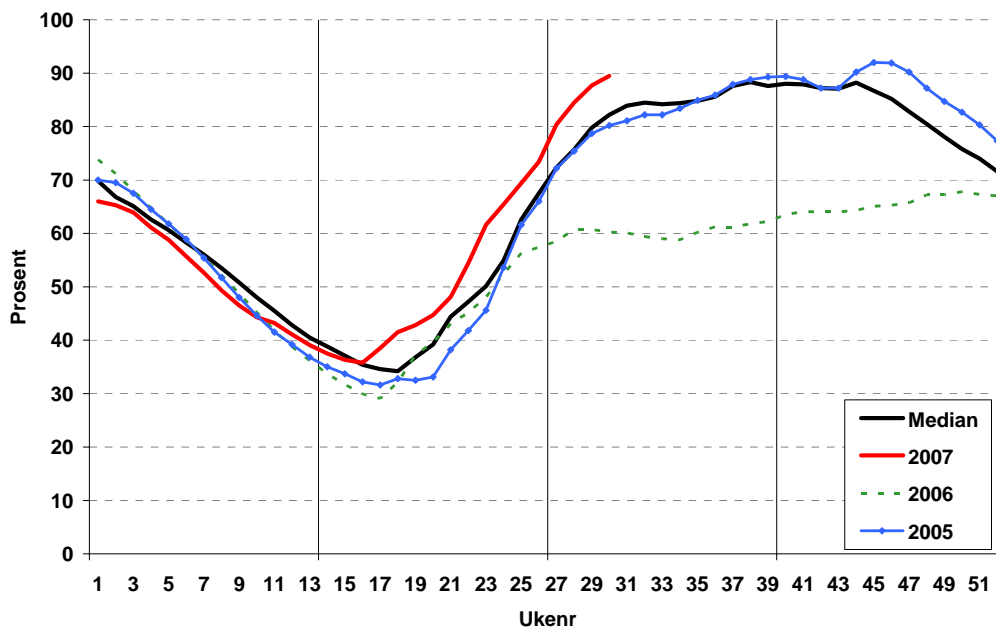
## 1.2 Magasinutviklingen

### 1.2.1 Mye snø og nedbør ga magasinifylling over normal

Ved inngangen til andre kvartal 2007 var fyllingsgraden 39,1 prosent. Det er 1,4 prosentpoeng lavere enn det normale<sup>1</sup> for årstiden, men 2,9 prosentpoeng over fjorårets nivå. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i slutten av april (utgangen av uke 16) med 35,8 prosent. Mye snø i fjellet, samt perioder med mye regn, førte til høye tilsig i hele kvartalet og stor økning i magasinifyllingen til tross for høy produksjon. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 73,4 prosent. Det er 5,9 prosentpoeng over medianverdien og 16,0 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2006. Ved utgangen av andre kvartal var det 13,5 TWh mer energi i norske vannmagasiner enn på samme tid i fjor.

Magasinifylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 2. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2007	2006	Median	
Norge	73,4	57,4	67,5	84,3
Sverige	69,7	62,7	72,0	33,8
Finland	71,4	65,0	74,4	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2005, 2006 og 2007, prosent. Kilde: NVE



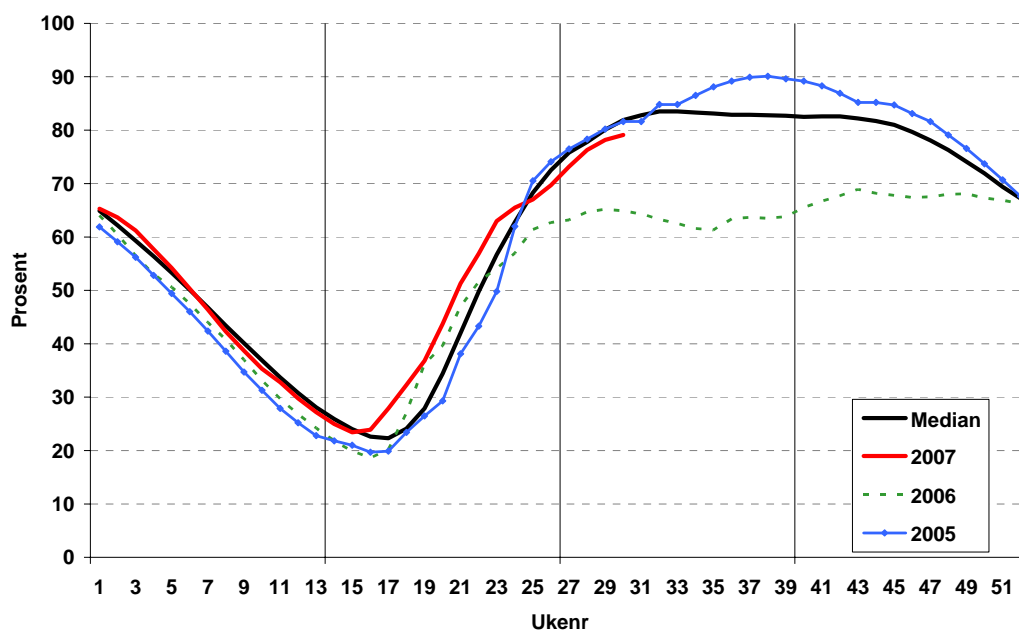
### 1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved inngangen til andre kvartal 2007 var fyllingsgraden for svenske magasiner 27,2 prosent. Det er 0,6 prosentpoeng under medianverdien<sup>2</sup> til samme tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinifyllingen 69,7 prosent. Det er 2,3 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2007 var 7,0 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2006. Det tilsvarer en energimengde på 2,4 TWh.

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

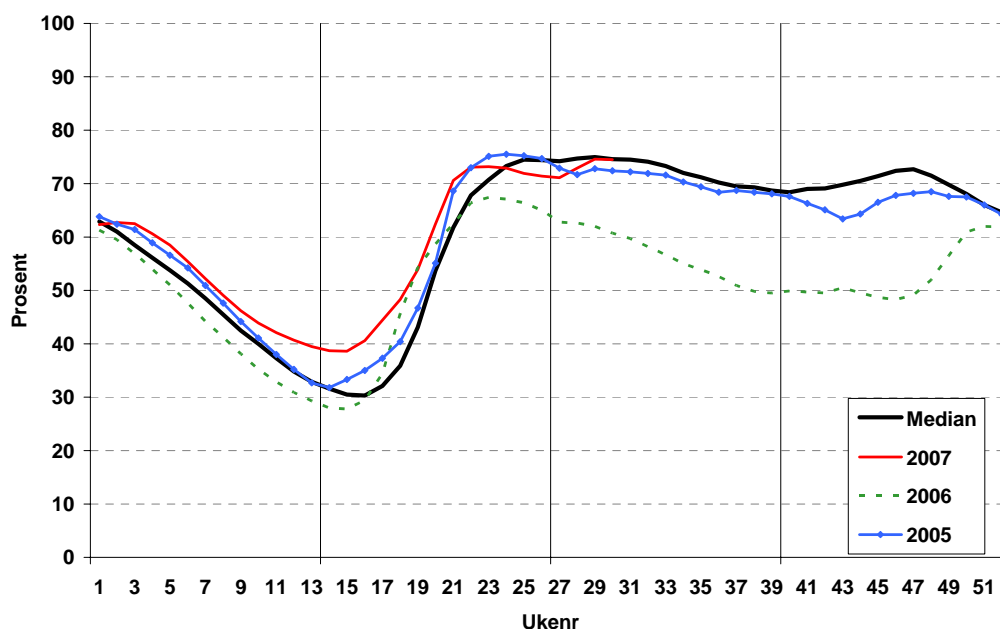
<sup>2</sup> Middelerverdier for perioden 1950-2001.

Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2005, 2006 og 2007, prosent. Kilde: Nord Pool



Ved inngangen til andre kvartal 2007 var fyllingsgraden for finske magasiner 39,5 prosent. Det er 6,6 prosentpoeng over medianverdien til samme tid for perioden 1978 til 2001. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 71,4 prosent. Det er 3,0 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av andre kvartal 2007 var 6,4 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2006. Det tilsvarer en energimengde på 0,4 TWh.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2005, 2006 og 2007, prosent. Kilde: Nord Pool



I sum er dermed lagret 2,8 TWh mer energi i svenske og finske magasiner enn ved utgangen av andre kvartal i fjor. Den lagrede vannmengden i Norden var ved utgangen av andre kvartal i år 89,4 TWh, eller 16,2 TWh mer enn til samme tid i 2006. Total magasin kapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

## 1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel

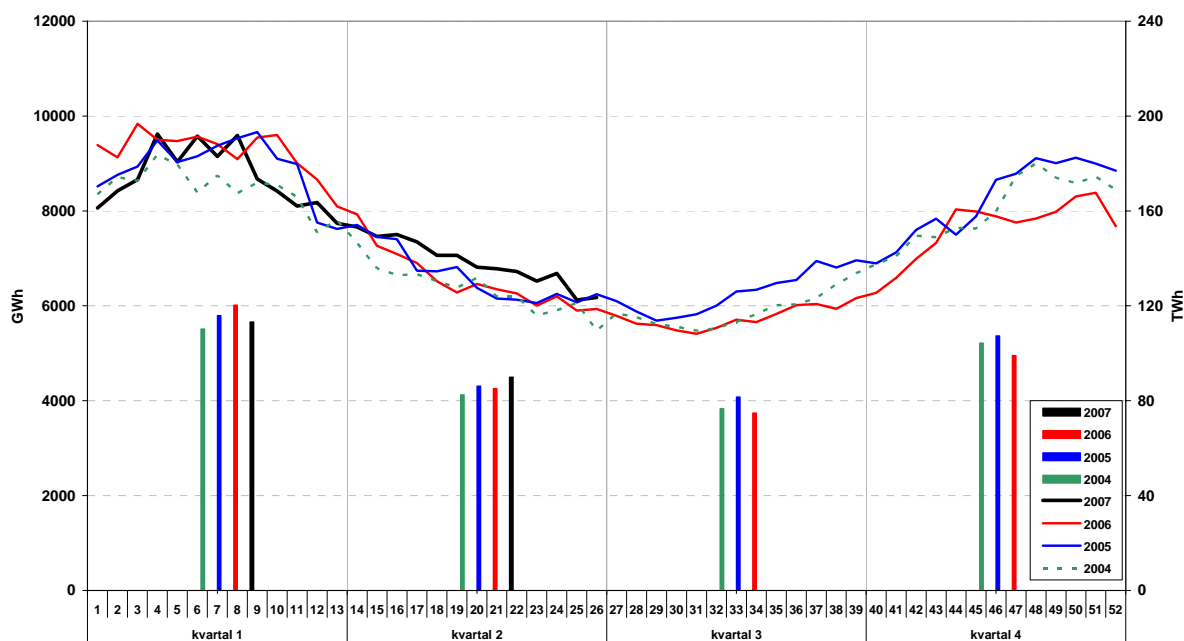
### 1.3.1 Nordisk kraftproduksjon

I andre kvartal 2007 har det blitt produsert 89,9 TWh elektrisk energi i de nordiske landene. Det er den høyeste kraftproduksjonen noen gang i Norden i dette kvartalet. Snømagasinene i fjellet har i vinter ligget godt over normalt. Samtidig har det vært mer nedbør enn normalt i andre kvartal. Dette har ført til at tilsigene gjennom kvartalet har vært høye og at fyllingen i de nordiske vannmagasinene har vært over normalt. Som en følge av dette, har

Produksjon (TWh)	2. kv. 2007	Endring fra 2. kv. 2006	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
<b>Norge</b>	<b>30</b>	<b>16 %</b>	<b>121</b>	<b>- 11 %</b>
<b>Sverige</b>	<b>36</b>	<b>8 %</b>	<b>141</b>	<b>- 7 %</b>
<b>Finland</b>	<b>17</b>	<b>- 2 %</b>	<b>77</b>	<b>9 %</b>
<b>Danmark</b>	<b>7</b>	<b>- 24 %</b>	<b>39</b>	<b>3 %</b>
<b>Norden</b>	<b>90</b>	<b>6 %</b>	<b>377</b>	<b>- 4 %</b>

det utover i kvartalet vært høy vannkraftproduksjon i Norden. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor har dermed kraftproduksjonen i Norge og Sverige, hvor det er mye vannkraft, økt betydelig. I Danmark og Finland er hovedtyngden av produksjonskapasiteten fra termiske kraftverk, og her har produksjonen falt. Totalt har det vært en nordisk produksjonsøkning på 4,8 TWh, eller 6 prosent, fra andre kvartal 2006 til andre kvartal 2007. I siste 52-ukersperiode har imidlertid kraftproduksjonen falt med 17,2 TWh (4 prosent) sammenlignet med den foregående 52 ukers perioden. Dette skyldes i hovedsak lav vannkraftproduksjon utover i 2006, som følge av lite tilsig de tre første kvartalene i 2006 og forholdsvis lite vann i magasinene, samt den relativt milde vinteren 2006/2007.

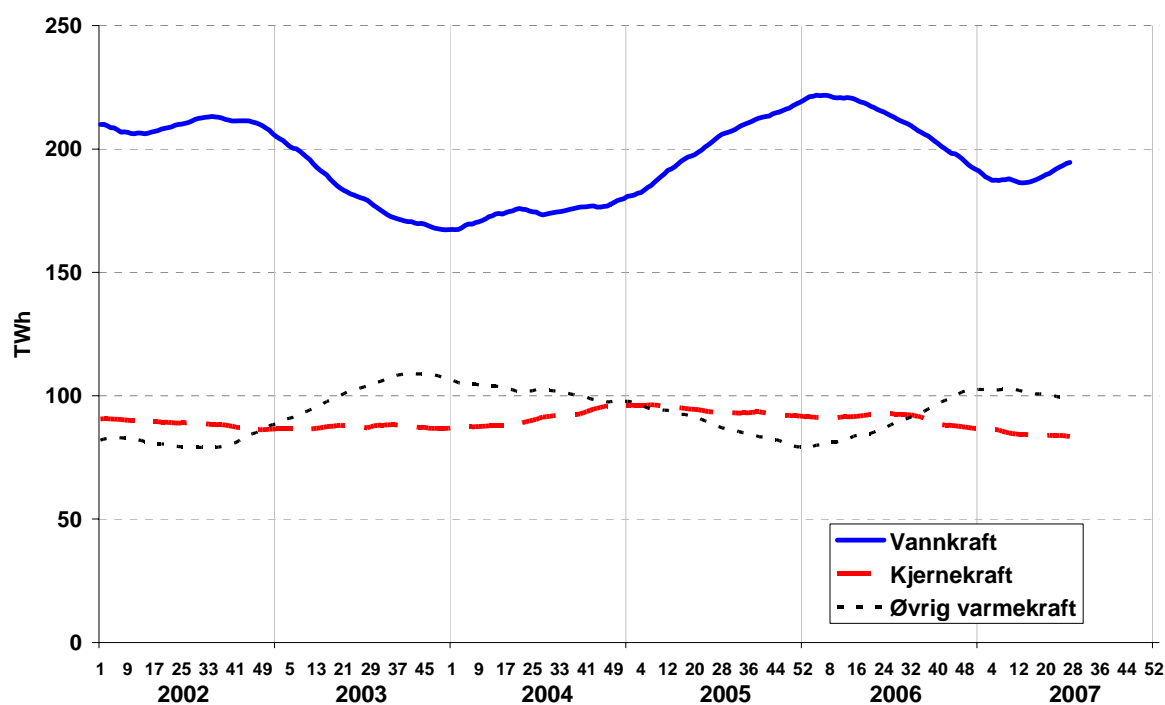
Figur 1.3.1 Nordisk kraftproduksjon, 2004 – 2007, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



Av den rekordhøye kraftproduksjonen i andre kvartal har vannkraften stått for 55 prosent, eller 49,8 TWh. Produksjonen fra de nordiske kjernekraftverkene har vært på til sammen 21,2 TWh, og det er 24 prosent av den nordiske totalproduksjonen. Full produksjon i de svenske og finske kjernekraftverkene i et kvartal tilsvarer i overkant av 25 TWh. Ved kjernekraftverkene foretas det imidlertid årlig revisjoner som normalt legges til sommerhalvåret. Ved inngangen til kvartalet lå ukentlig kjernekraftproduksjon på om lag 1,8-1,9 TWh pr. uke, mens det i kvartalets siste uke var en kjernekraftproduksjon på 1,2 TWh.

Øvrig kraftproduksjon i Norden var 19,0 TWh, eller 21 prosent av den samlede produksjonen. Sett opp mot samme kvartal i fjor er det en reduksjon på 1,4 TWh. Den gode ressurstilgangen for vannkraftproduksjon har bidratt til redusert produksjon fra konvensjonelle varmekraftverk. Sammenlignet med tidligere våte år som 2000 og 2005 har det imidlertid vært økt produksjon. Dette skyldes trolig at blant annet vindkraften er plassert i denne kategorien, og at det i de nordiske landene har vært økende produksjonskapasitet for vindkraft. Gasskraftverket Rya (420 MW) ved Göteborg har også startet opp med produksjon og bidratt til økt øvrig kraftproduksjon. Samtidig har kvotekostnadene i forbindelse med utslipp av CO<sub>2</sub> vært betydelig lavere enn i tilsvarende periode i 2005. Høy øvrig produksjon høsten 2006 gjør at produksjonen i de foregående 52 ukene har vært 98,9 TWh. Det er 11,3 prosent høyere enn produksjonen i foregående 52 ukers periode.

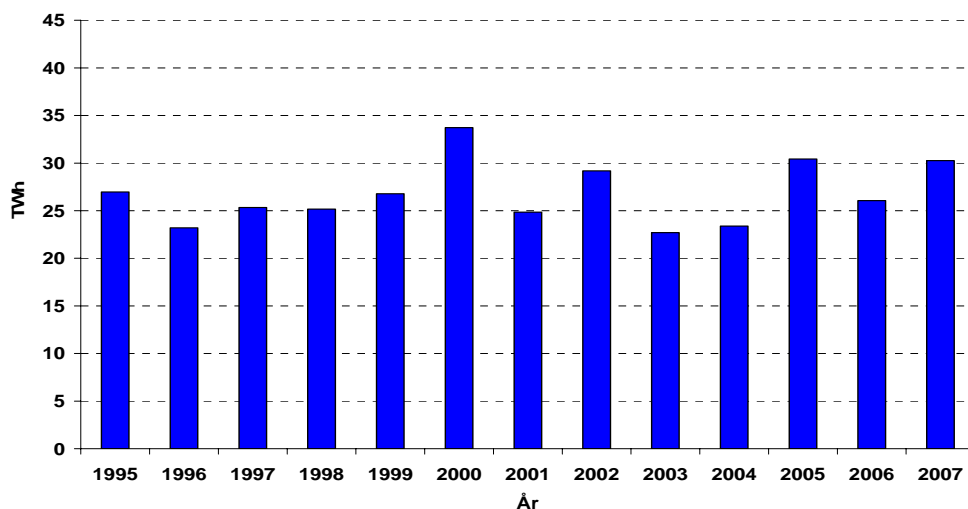
Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2002 – 2007, sum for de siste 52 uker, TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.1.1 Norge – sterk økning i produksjonen

Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 30,3 TWh i andre kvartal 2007. Det er den tredje høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. Bare i år 2000 og 2005 var produksjonen høyere med henholdsvis 33,7 og 30,4 TWh. I forhold til produksjonen i andre kvartal 2006 på 26,1 TWh er det en oppgang på 16,1 prosent. Den høye produksjonen henger sammen med mye tilsig og høy magasinifylling.

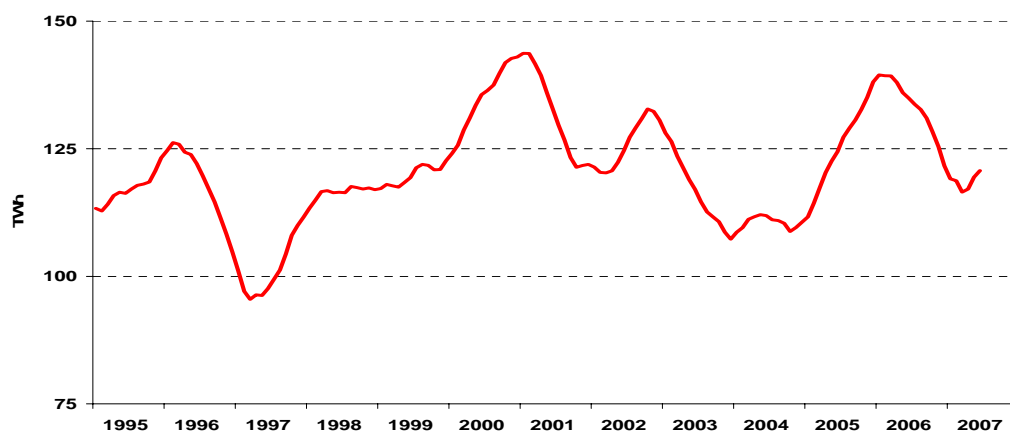
Figur 1.3.3 Kraftproduksjon i andre kvartal for perioden 1995-2007, TWh. Kilde: NVE



I første halvår 2007 var produksjonen 66,8 TWh. Det er 0,9 TWh mindre enn i samme periode i 2006, dvs. en nedgang på 1,4 prosent.

De siste 12 månedene er det produsert 120,7 TWh mot 134,9 TWh i tilsvarende periode året før. Det er en nedgang på 10,5 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed over 2 TWh lavere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til 122,9 TWh. Det var først og fremst lavt tilsig sommeren og høsten 2006, samt mildt vær og mindre vinterforbruk som førte til den lave kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i Norge, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



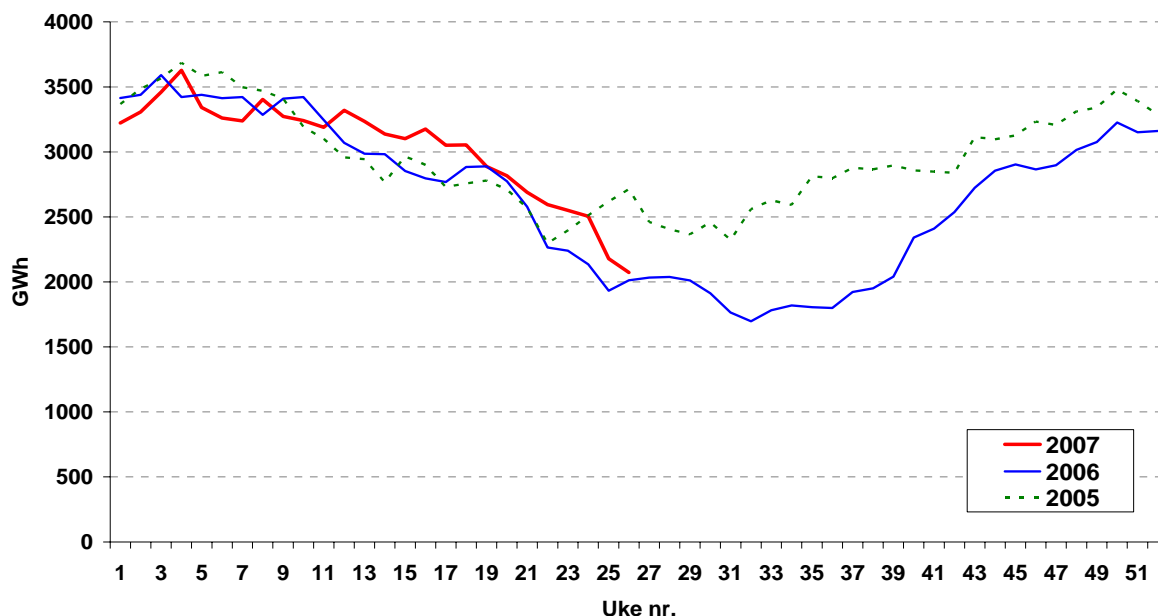
Figuren viser at den norske kraftproduksjonen i stor grad varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996/97 og 2002/03 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004. På samme måte har lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommeren og høsten 2006 ført til lav produksjon og oppfylling av magasinene inn i 2007.

### 1.3.1.2 Sverige

I Sverige har kraftproduksjonen i andre kvartal vært 35,8 TWh. Det er den høyeste kraftproduksjonen i Sverige i dette kvartalet siden 1999. Sett opp mot andre kvartal 2006 har produksjonen økt med 2,7 TWh, eller 8 prosent. Utnyttelsen av den svenske kjernekraftkapasiteten har vært 83 prosent i dette kvartalet og gitt totalt 16,1 TWh. Vannkraftproduksjonen i Sverige har stått for 16,8 TWh i andre kvartal og det er 3,4 TWh mer enn det som ble produsert fra de svenske vannkraftverkene i andre kvartal 2006. Kraftproduksjonen fra andre kraftverk har til sammen vært 3,0 TWh.

Den samlede svenske kraftproduksjonen de siste 52 ukene har vært 140,7 TWh. Sammenlignet med den foregående 52 ukers perioden er det en nedgang på 11,0 TWh, eller 7 prosent. Dette skyldes i hovedsak lav vannkraftproduksjon også i Sverige i fjor sommer og den lave utnyttelsen av kjernekraftkapasiteten, som fulgte etter at flere kjernekraftverk ble stoppet for inspeksjon og reparasjon i siste halvdel av 2006.

Figur 1.3.5 Svensk produksjon, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool

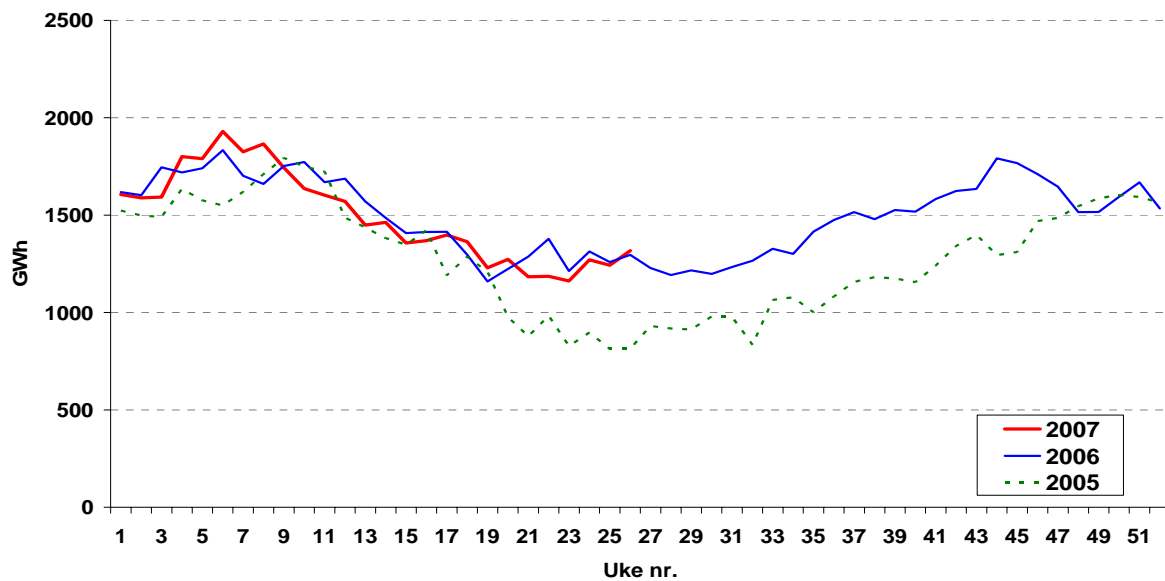


### 1.3.1.3 Finland

I andre kvartal har kraftproduksjonen i Finland vært 16,8 TWh. Det er en nedgang på 0,3 TWh, eller to prosent fra samme kvartal i fjor. Kraftproduksjonen fra de finske vannkraftverkene har imidlertid økt med 0,3 TWh fra andre kvartal i 2006 til totalt 3,4 TWh i andre kvartal i år. Også ved kjernekraftverkene har produksjonen vært noe høyere. Til sammen bidro finsk kjernekraftproduksjon med nesten 5,3 TWh fra anleggene Loviisa (2x485 MW) og Olkiluoto (2x860). Ved full drift kan det produseres om lag 5,8 TWh ved disse verkene i løpet av et kvartal, men også i Finland har det vært årlige vedlikehold i løpet av andre kvartal, og det har begrenset produksjonen. Annen kraftproduksjon har til sammen utgjort nesten 8,2 TWh dette kvartalet. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor er det en nedgang på 0,7 TWh.

Kraftproduksjonen i Finland de siste 52 ukene har vært 77,3 TWh. Økningen på 9 prosent fra foregående 52 ukers periode skyldes blant annet at det i tredje kvartal 2005 tok litt tid før produksjonen økte etter konfliktene med resulterende streik og lockout i den finske papirindustrien. Samtidig er forbruksveksten i Finland sterkest i Norden.

Figur 1.3.6 Finsk produksjon, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool

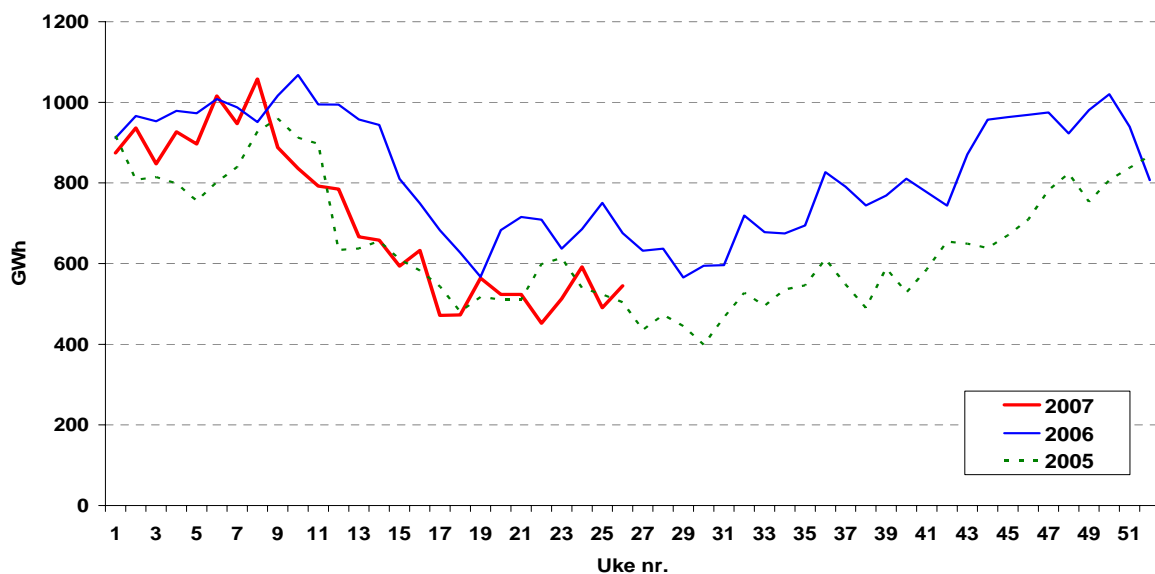


#### 1.3.1.4 Danmark

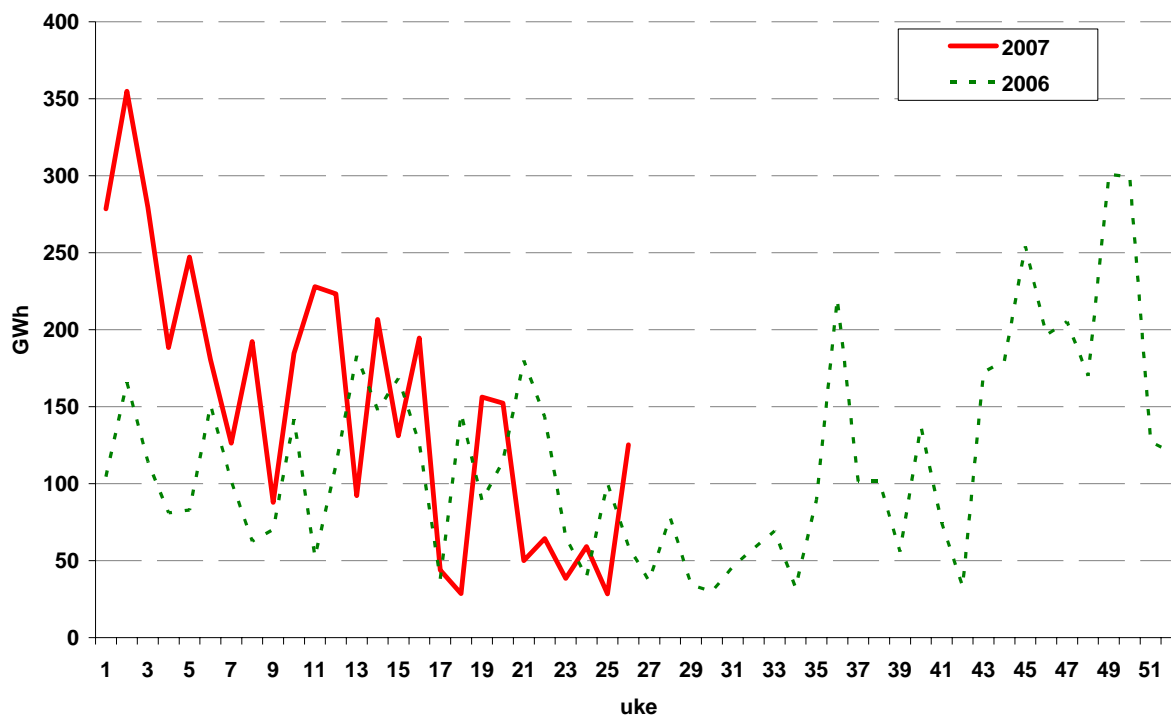
Den danske kraftproduksjonen har vært 7,0 TWh i andre kvartal. Dette er den laveste produksjonen i andre kvartal siden Danmark ble en del av det nordiske kraftmarkedet. Sett opp mot andre kvartal i fjor har det vært en reduksjon i den danske kraftproduksjonen på 2,2 TWh, eller 24 prosent. Høy vannkraftproduksjon i Norden har ført til høy import til Danmark fra de andre nordiske landene og dermed lavere produksjon.

Selv om kraftproduksjonen i Danmark var lav i andre kvartal, har produksjonen de siste 52 ukene vært omtrent normal med 39,2 TWh. I løpet av de siste ti årene har produksjonen i denne perioden kun vært høyere i 1996/1997, 1997/1998, 2002/2003 og 2003/2004. Lav magasinutfylling i Norden og lav vannkraftproduksjon fra sommeren i fjor, ble delvis kompensert gjennom økt produksjon fra termiske kraftverk i Danmark. Samtidig var vindkraftproduksjonen høy i fjerde kvartal 2006 og i første kvartal 2007. I andre kvartal 2007 har den samlede danske vindkraftproduksjonen vært om lag 1,3 TWh. Det er 0,1 TWh lavere enn i samme kvartal i fjor.

Figur 1.3.7 Dansk produksjon, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



Figur 1.3.8 Dansk vindkraftproduksjon, 2006 – 2007. GWh/uke. Kilde: energinet.dk



### 1.3.2 Nordisk kraftforbruk

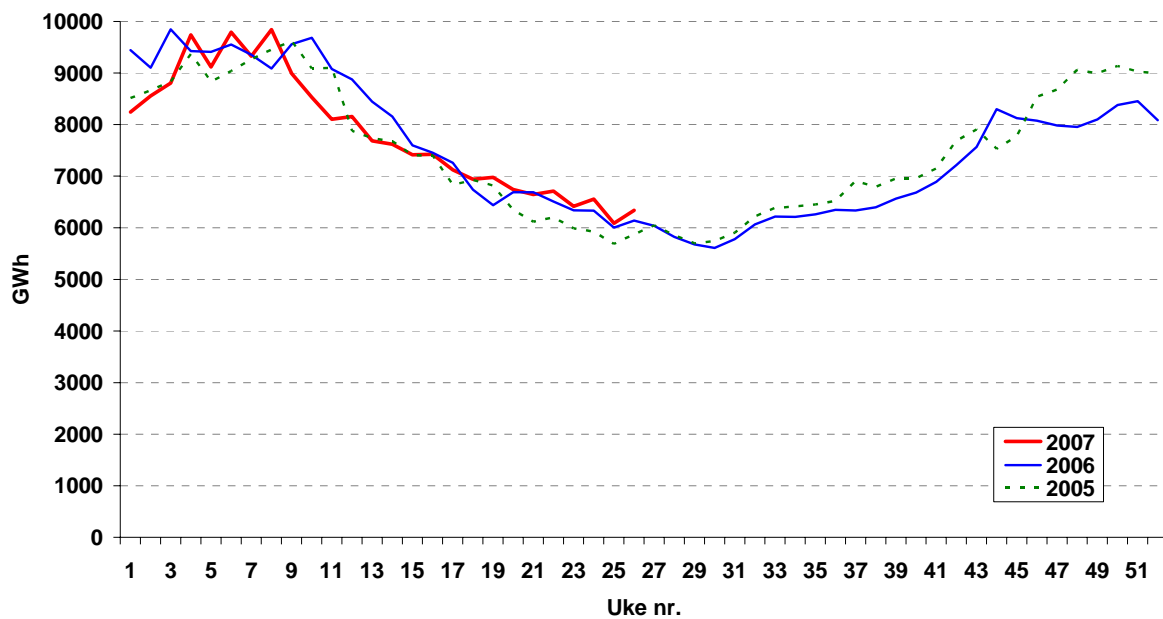
I andre kvartal var det et samlet nordisk forbruk av elektrisk kraft på 89,0 TWh. Sett opp mot samme kvartal i fjor er det en økning på 0,6 TWh, eller 1 prosent. Både i Finland og Norge har det vært en økning i kraftforbruket, mens forbruket i Sverige har blitt redusert med en prosent. I Danmark var forbruket i andre kvartal uendret i forhold til andre kvartal 2006. Sør i Norden der mesteparten av forbruket er lokalisert, har det vært mildere enn

i andre kvartal i fjor. Kraftprisene for forbrukere som har kontrakter knyttet opp mot spotprisen har hatt en lavere pris i andre kvartal 2007 enn i tilsvarende kvartal i fjor. Den nordiske systemprisen var 48 prosent lavere i andre kvartal 2007 enn i andre kvartal 2006.

Forbruk (TWh)	2. kv. 2007	Endring fra 2. kv. 2006	Siste 52 uker	Endring fra foregående 52 uker
Norge	28	1 %	120	- 5 %
Sverige	32	- 1 %	141	- 5 %
Finland	20	1 %	89	0 %
Danmark	8	0 %	36	0 %
Norden	89	1 %	385	- 3 %

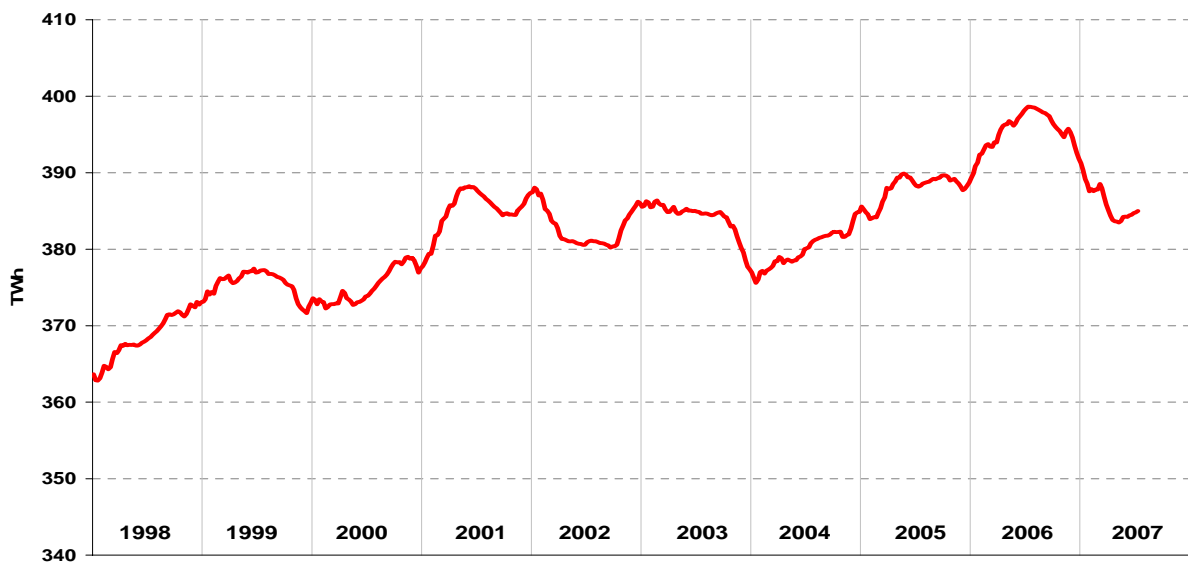


Figur 1.3.9 Nordisk forbruk, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



Kraftforbruket de siste 52 ukene har vært 385,0 TWh. Det er 13,5 TWh lavere enn i foregående 52 ukeperiode. Den milde vinteren 2006/2007 og høyere priser utover sommeren 2006 har medvirket til forbruksnedgangen. Forbruket i de siste 52 ukene har imidlertid økt svakt fra slutten av første kvartal, da det var 384,7 TWh.

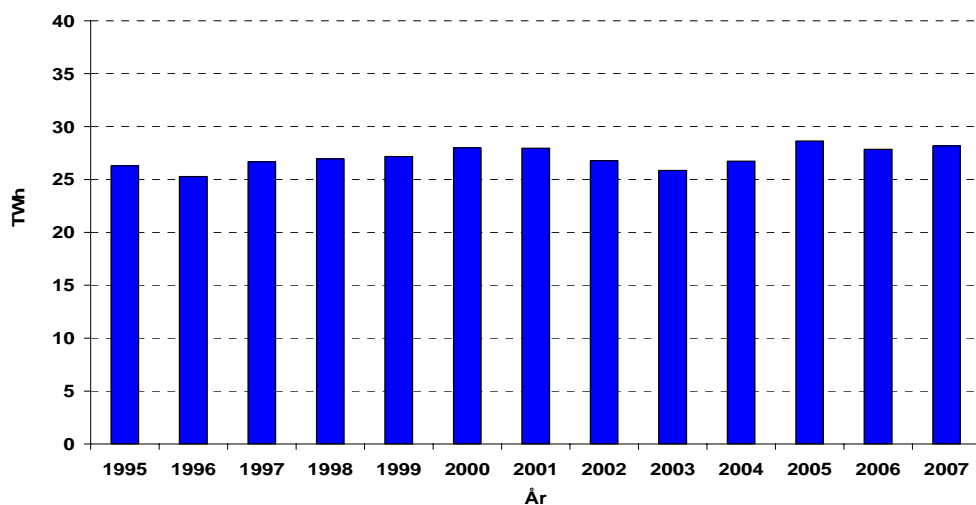
Figur 1.3.10 Nordisk forbruk foregående 52 uker, 1998 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



### 1.3.2.1 Norge – økning i kraftforbruket

Det norske elektrisitetsforbruket var i andre kvartal 28,2 TWh mot 27,8 TWh i samme kvartal i 2006. Det er en økning på 1,1 prosent til tross for at andre kvartal 2007 var mye varmere enn samme kvartal ett år før. Forbruket i dette kvartalet er det nest høyeste noensinne. Bare i samme kvartal 2005 har forbruket vært høyere.

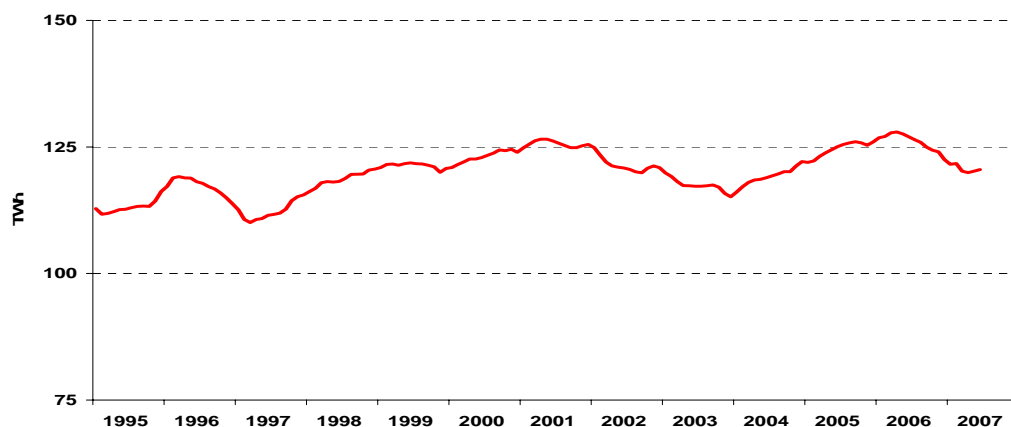
Figur 1.3.11 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i andre kvartal for perioden 1995-2007, TWh. Kilde: NVE



I første halvår 2007 var elektrisitetsforbruket 64,7 TWh. Det er 2,0 TWh lavere enn i samme periode i 2006, dvs. en nedgang på 3,0 prosent.

De siste 12 månedene har elektrisitetsforbruket vært 120,5 TWh. Det er en nedgang på 6,5 TWh eller 5,1 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene er nesten 2,5 TWh lavere enn midlere årsproduksjon.

Figur 1.3.12 Innenlandsk elektrisitetsforbruk, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



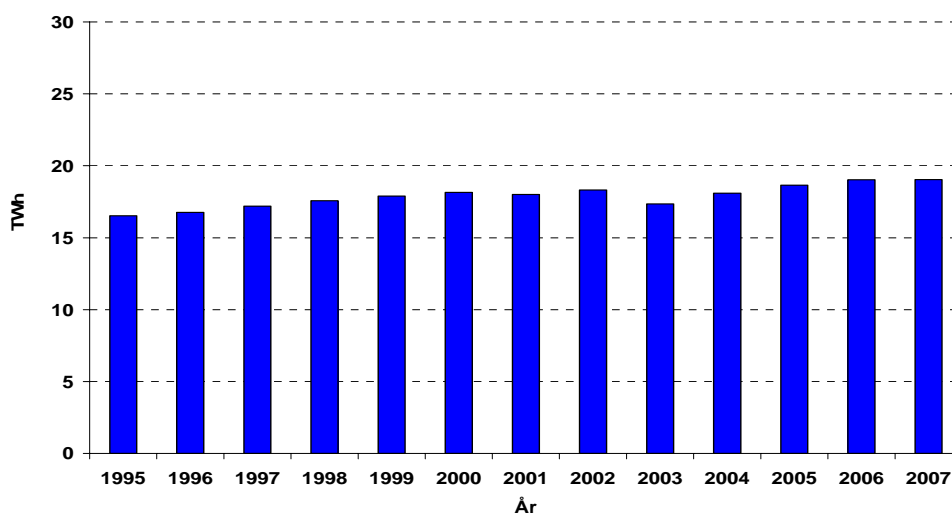
Forbruket har falt siden april 2006, men viser nå svak stigning. Forbruket er på nivå med sum forbruk de siste 12 måneder fra høsten 2004. Hovedårsakene til det lave forbruket er at siste 12-månedersperiode har vært betydelig varmere enn samme periode året før, lavere forbruk i kraftintensiv industri og høye kraftpriser de to siste kvartalene i 2006.

Forbruket i alminnelig forsyning var 18,2 TWh i andre kvartal i år mot 18,6 TWh i tilsvarende kvartal i 2006. Det er en nedgang på 2,1 prosent. I første halvår 2007 var det en nedgang på 4,5 prosent og for siste 12-månedersperiode en nedgang på 4,8 prosent.

Andre kvartal var ikke bare mye varmere enn samme kvartal i 2006, men også betydelig varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 19,0 TWh i andre

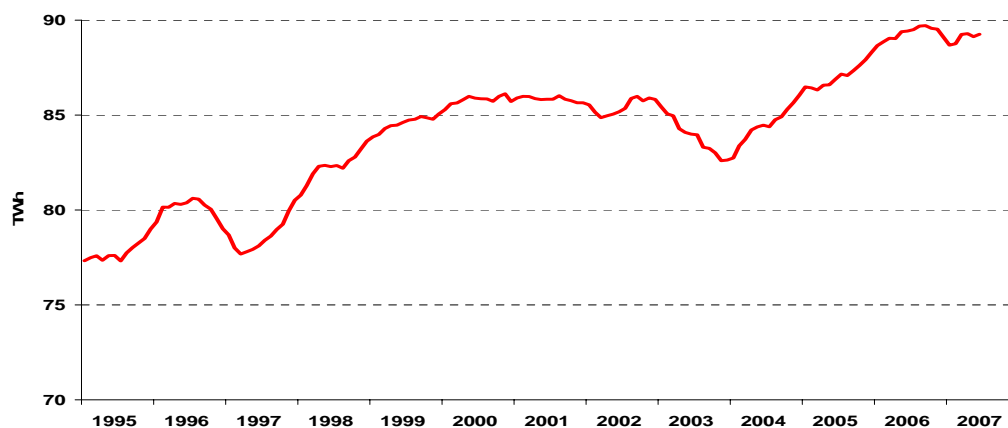
kvartal 2007 eller omtrent det samme som i tilsvarende kvartal i 2006. I første halvår 2007 var det en økning på 0,3 prosent og for siste 12-månedersperiode en nedgang på 0,2 prosent.

Figur 1.3.13 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, andre kvartal 1995-2007, TWh. Kilde: NVE



Figur 1.3.13 viser at det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning i andre kvartal stort sett har økt jevnt i hele perioden 1995-2002. Deretter gikk forbruket ned i 2003, før det igjen fortsatte å stige. Det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning i andre kvartal 2007 er det høyeste som er blitt registrert i dette kvartalet, litt høyere enn i samme kvartal 2006.

Figur 1.3.14 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, sum for de siste 12 måneder, TWh. Kilde: NVE



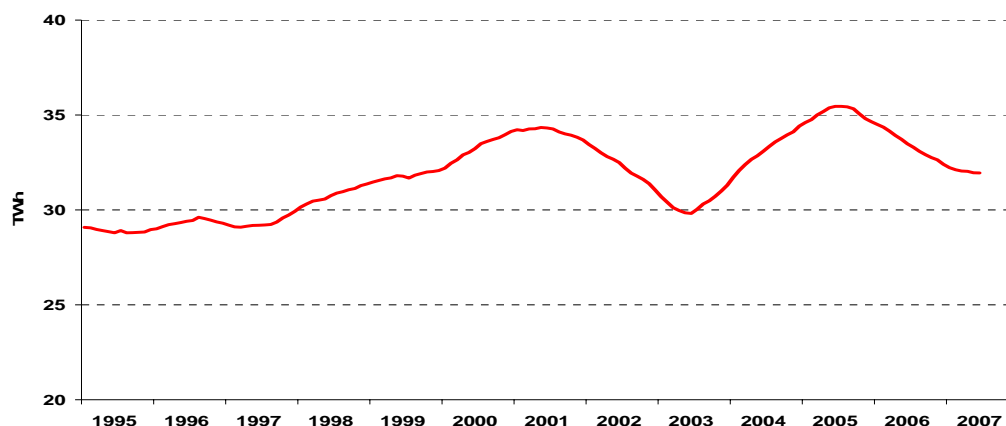
Figur 1.3.14 viser at det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning de siste 12 måneder er i ferd med å stabilisere seg etter å ha falt siden september 2006.

Kraftforbruket i kraftintensiv industri var i sterk vekst fra sommeren 2003 og frem til høsten 2005. Økningen hadde sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i 2003 solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv. Siden høsten 2005 har forbruket i denne sektoren avtatt på grunn av blant annet redusert aktivitet og nedleggelse for deler av industrien, som følge av høye kraftpriser og lave produktpriser. De siste månedene ser det ut som om nedgangen er i ferd med å avta.

Forbruket i kraftintensiv industri var i andre kvartal 1,3 prosent lavere enn i samme periode i 2006 og i første halvår 2,8 prosent lavere.

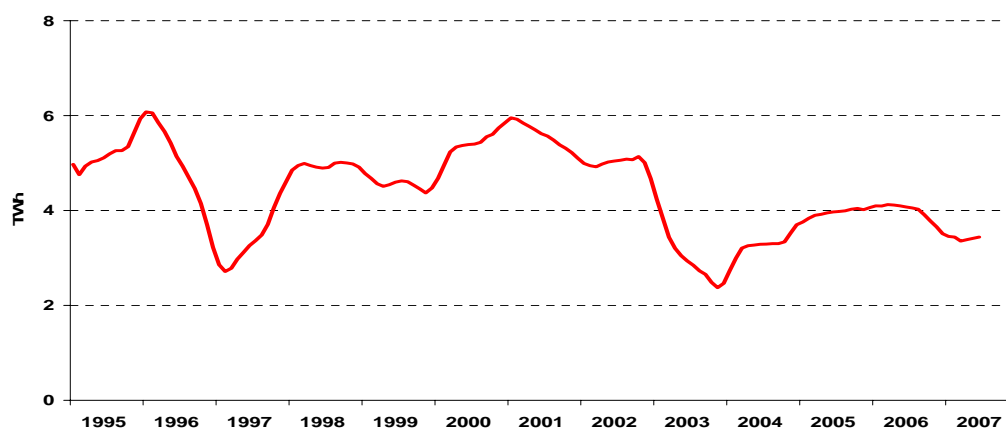
De siste 12 månedene har forbruket i kraftintensiv industri vært 31,9 TWh referert kraftstasjon. Det er en nedgang på 4,6 prosent fra året før.

Figur 1.3.15 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i andre kvartal 4,1 prosent høyere enn i tilsvarende periode i 2006. I første halvår var det derimot en nedgang på 3,3 prosent. De siste 12 månedene har forbruket vært 3,4 TWh som er 15,6 prosent lavere enn i samme periode ett år tidligere. Mildt vær ser ut til å ha dempet dette forbruket, spesielt siste vinter. Elektrokjelforbruket de siste 12 månedene er nå noe over halvparten av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

Figur 1.3.16 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for de siste 12 månedene, TWh. Kilde: NVE



Elektrokjeler benytter ofte olje i stedet for elektrisitet dersom det faller seg lønnsomt. I perioden 1995-2007 har kraftprisene variert betydelig, mens oljeprisen har ligget på et høyt nivå de to siste årene. Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1995-2007 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 samme periode.

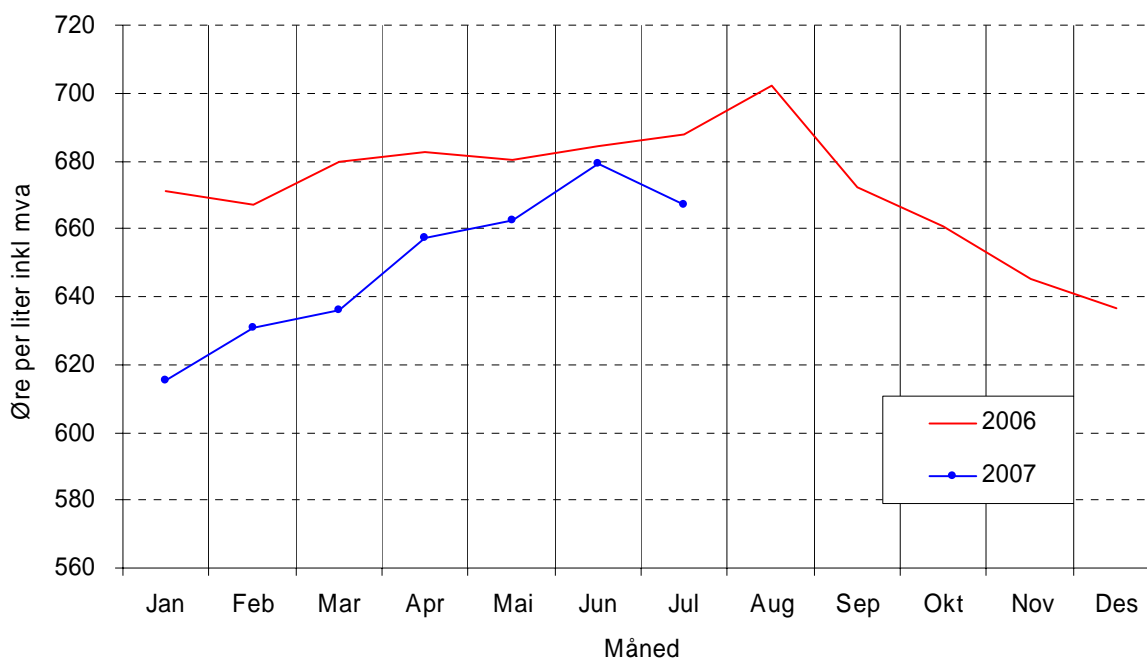
### 1.3.2.2 Andre energibærere

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

#### Fyringsoljer

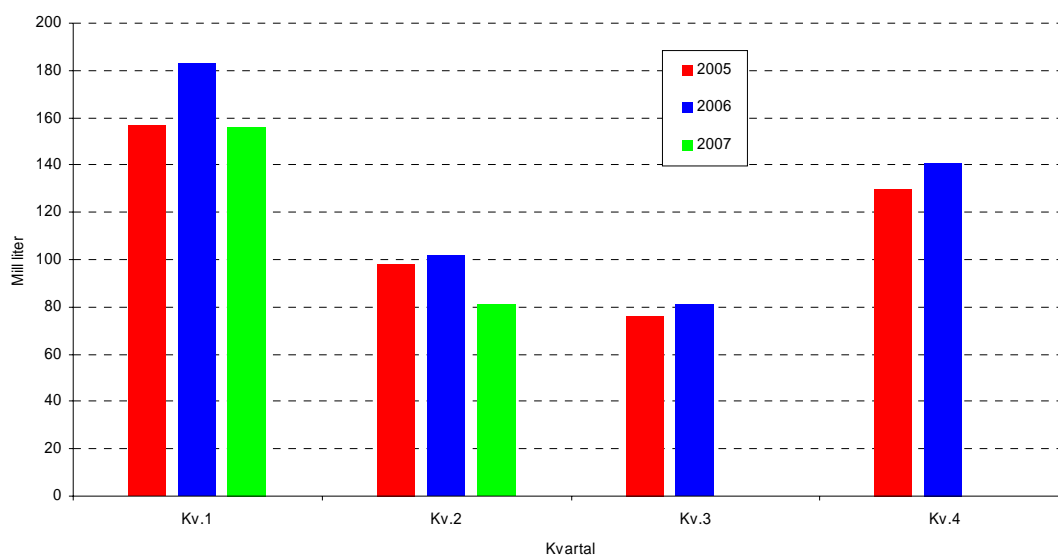
Av petroleumsprodukter til oppvarming i stasjonær sektor benyttes i hovedsak fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin benyttes stort sett i husholdningene. Lett fyringsolje benyttes i flere sektorer, men vi fokuserer her på stasjonære formål; husholdninger/næringsbygg, industri og offentlig virksomhet. Bruken av petroleumsprodukter til oppvarming avhenger i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet fordi mange sluttbrukere har utstyr som tillater veksling til den til enhver tid rimeligste energibæreren. Ikke volumveid gjennomsnittspris på lett fyringsolje har i andre kvartal av 2007 vært rundt 2,4 % lavere enn for tilsvarende periode i fjor.

Fig 1.3.17 Pris på lett fyringsolje, 2006 og 2007. Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt



I andre kvartal 2007 ble det solgt 81 millioner liter lett fyringsolje til de aktuelle sektorene (industri, bergverk og kraftforsyning, offentlig virksomhet, boliger, næringsbygg m.v.). Dette er en nedgang på ca 20 prosent fra andre kvartal 2006 og en nedgang på ca 17 prosent sammenlignet med andre kvartal 2005. Nedgangen kan skyldes betydelig lavere elektrisitetspriser og høyere temperaturer i andre kvartal 2007 sammenlignet med samme periode i fjor. Salget gikk ned i sektorene bolig og næringsbygg, offentlig virksomhet. I sektoren industri, bergverk og kraftforsyning var salget på samme nivå som 2. kvartal 2006.

Fig 1.3.18 Kvartalsvis salg av lett fyringsolje, 2005-2007. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I andre kvartal ble det solgt 18 millioner liter fyringsparafin mot 25 millioner liter i andre kvartal av 2006 og 24 millioner i andre kvartal 2005. Det er en reduksjon på 28 prosent. Også denne nedgangen må sees i lys av lavere kraftpris og høyere temperaturer i andre kvartal 2007.

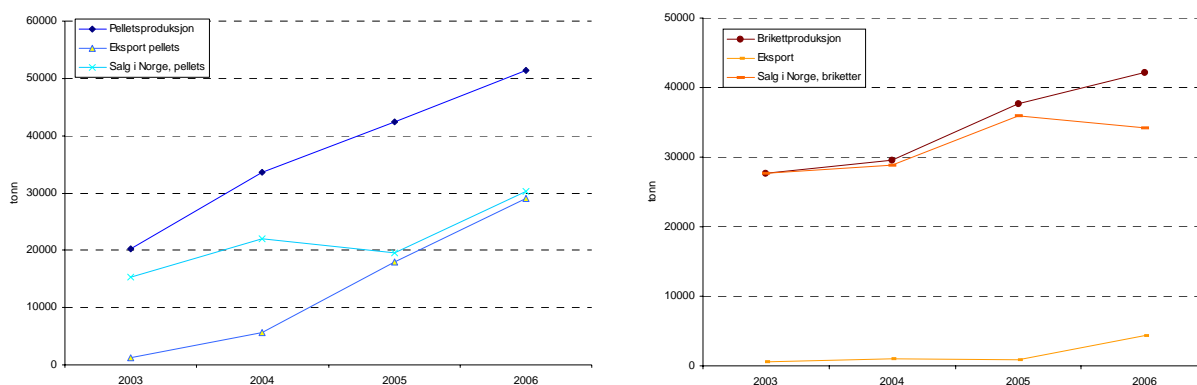
## Ved

SSB gjennomfører med bidrag fra bl.a. NVE, kvartalsvise spørreundersøkelser angående årlig vedforbruk i husholdningene. Tallene for 1. og 2. kvartal vil ikke foreligge før til høsten 2007.

## Annen bioenergi

Det foreligger ikke kvartalsvis rapportering for salg av pellets. For utfyllende informasjon om 2006, se NVEs kvartalsrapport 1-2007.

Fig 1.3.19 Utvikling i produksjon, eksport og salg av pellets og brikketter. Kilde: Norsk Bioenergiforening, NoBio



## Fjernvarme

Statistikken for fjernvarme for 2006 er foreløpig. Kapasiteten og utbredelsen av infrastruktur for fjernvarme i Norge øker jevnt, og tall fra Norsk Fjernevarme viser at produksjon av fjernvarme økte fra 2,8 TWh i 2005 til 3 TWh i 2006. NFV oppgir at det ble investert rundt 1 milliard kroner i fjernvarmeanlegg i 2006 mot omtrent 750 millioner kroner i 2005. Tabellen viser fordeling av innsatsfaktorer i produksjon av fjernvarme. Tallene for 2006 er foreløpige.

**Tabell 1.3.1 Innsatsfaktorer i fjernvarmeproduksjon, 2005 og 2006. Kilde: Norsk Fjernvarme**

Innsatsfaktor		2005		2 006	
		GWh	%	GWh	%
El	spisslast	670	24	578	18,7
Gass	spisslast	108	3,8	129	4,2
Fyringsolje	spisslast	146	5	241	7,8
VP	basislast	167	6	214	6,9
Avfall	basislast	945	33	1000	34,0
Bio	basislast	445	16	510	16,5
Spillvarme industri	basislast	285	10	315	10,2
Kull	basislast	55	2	55	1,8

## Gass

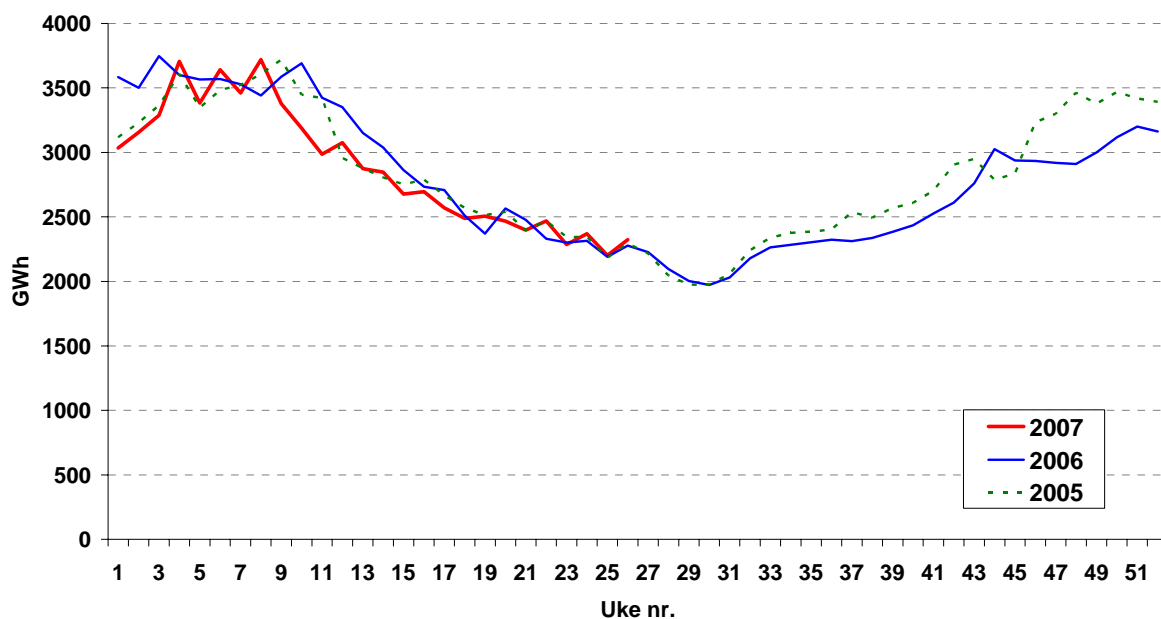
Se NVEs kvartalsrapport 1-2007 for informasjon om bruk av gass til stasjonære formål i 2006.

### 1.3.2.3 Sverige

I andre kvartal har det svenske kraftforbruket vært 32,3 TWh. Det er lavere enn i samme kvartal 2006. I forhold til andre kvartal i fjor er det en nedgang på 0,4 TWh, eller en prosent. April 2007 var mildere enn normalt og også mildere enn i fjor. Det var også i denne måneden at det svenske forbruket var lavere enn i fjor. Fra uke 14 til 18 var forbruket i Sverige 13,3 TWh, mens det i tilsvarende uker i fjor var 13,9 TWh. I disse ukene var gjennomsnittstemperaturen i Stockholm og Göteborg henholdsvis 8,2 og 9,6 °C, mens normaltemperaturen er 4,8 og 5,4 °C. Fjorårets gjennomsnittstemperatur i disse ukene var 6,7 og 8,0 °C.

I sum har forbruket i Sverige de siste 52 ukene vært 141,4 TWh. Det er en nedgang på 7,1 TWh, eller 5 prosent. Ved utgangen av uke 21 var forbruket i de foregående 52 ukene 141,2 TWh. Det er det laveste svenske årsforbruket av elektrisk energi på ni år.

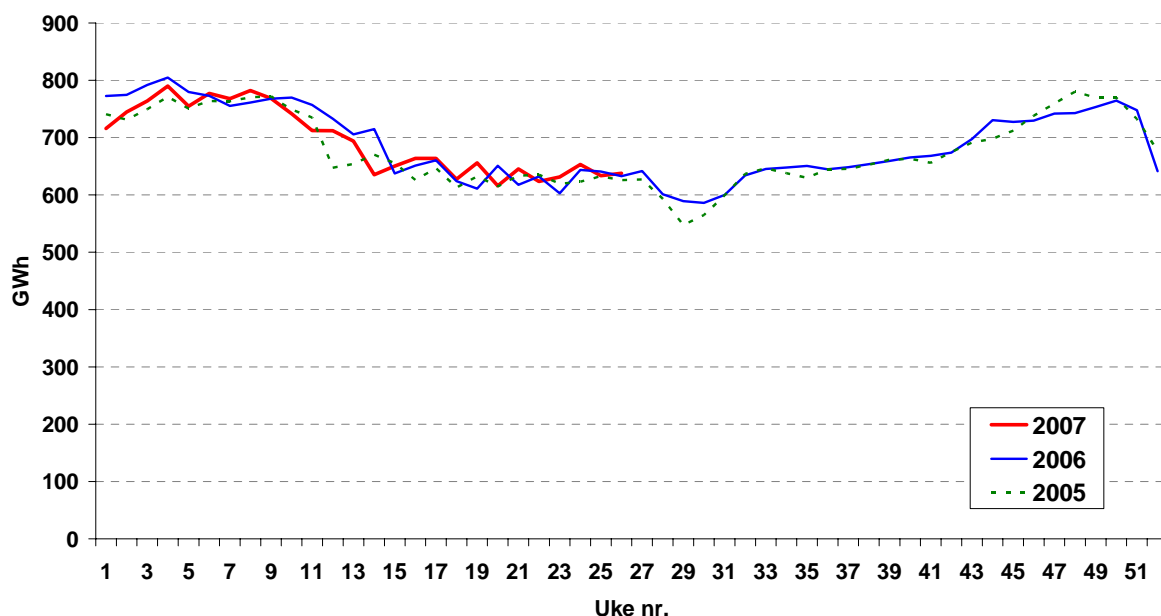
Figur 1.3.20 Svensk forbruk, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



#### 1.3.2.4 Danmark

I andre kvartal var kraftforbruket i Danmark 8,3 TWh. Det er samme forbruk som i fjor. Det danske forbruket av elektrisitet er veldig stabilt og i andre kvartal har ukeforbruket variert mellom 616 og 664 GWh. Forbruket av elektrisitet de siste 52 ukene var 35,5 TWh. Siden 2001 har forbruket over 52 uker variert mellom 34,4 og 35,7 TWh.

Figur 1.3.21 Dansk forbruk, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool

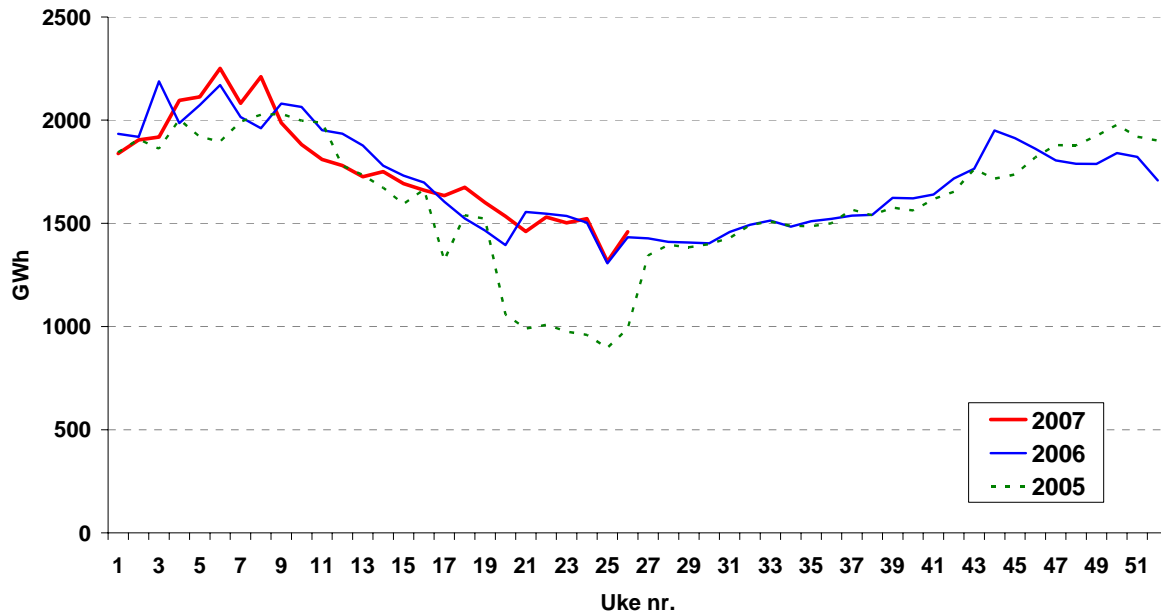




### 1.3.2.5 Finland

Forbruket av elektrisk kraft i Finland var 20,3 TWh i andre kvartal. Det er det høyeste kraftforbruket i dette kvartalet noen gang og 0,3 TWh høyere enn i andre kvartal 2006. Finland er det av de nordiske landene som har hatt størst forbruksvekst i de siste årene. De siste 52 ukene har forbruket av elektrisitet i Finland vært 88,5 TWh. Det er en økning på over 20 prosent siden 1998. Forbruket har imidlertid falt med 0,2 TWh fra foregående 52 ukers periode, hovedsakelig som følge av en mild vinter.

Figur 1.3.22 Finsk forbruk, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



### 1.3.3 Handel og kraftutveksling

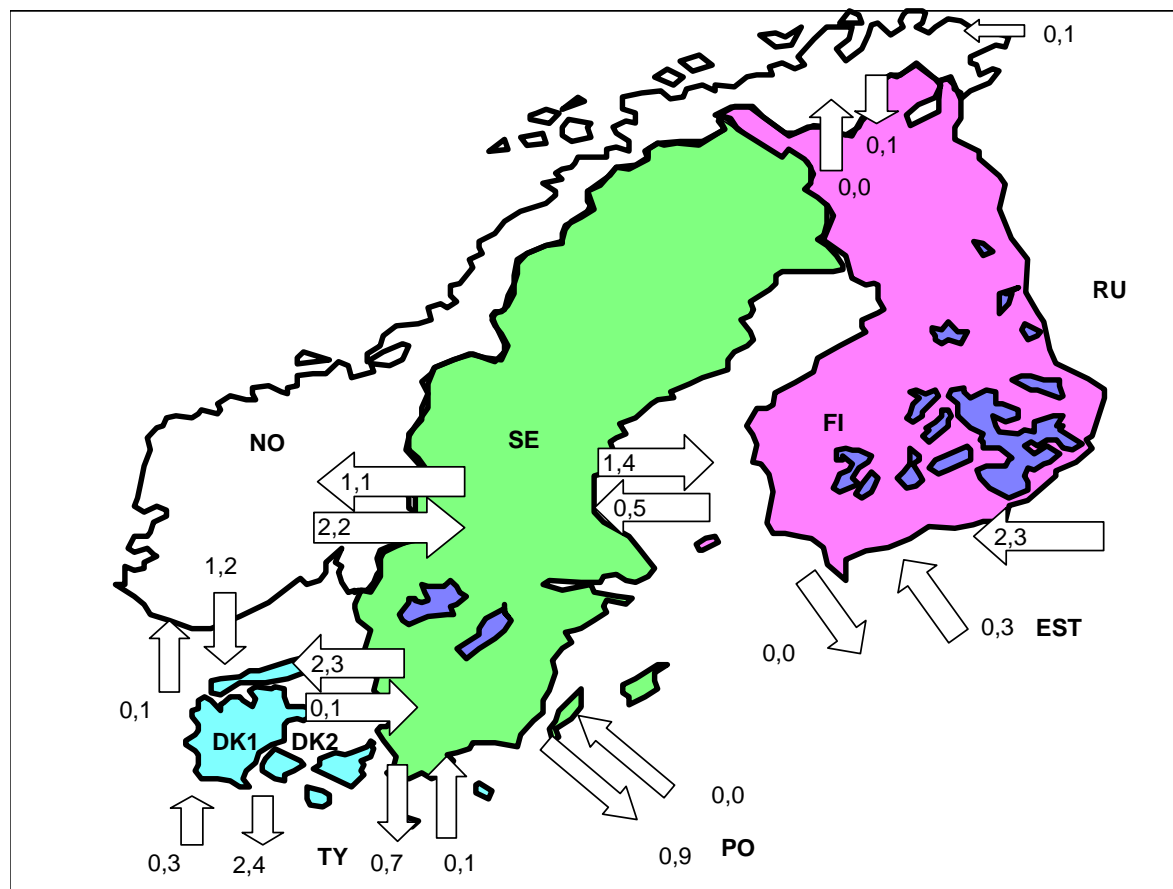
#### 1.3.3.1 Norden

Den nordiske nettoeksporten av elektrisk kraft var 0,9 TWh i andre kvartal. Det har vært nettoeksport fra Norge og Sverige, mens det har vært nettoimport til Finland og Danmark. Den nordiske importen fra Russland og Estland utgjorde 2,7 TWh, mens den nordiske nettoeksporten til Tyskland og Polen har vært 3,6 TWh. I andre kvartal i fjor var det nettoimport til Norden.

Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	2. kv. 2007	2. kv. 2006	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	-2,1	1,8	-0,2	-7,8
Sverige	-3,6	-0,4	0,4	-3,1
Finland	3,6	3,0	11,6	17,8
Danmark	1,3	-0,9	-3,8	-2,1
Norden	-0,9	3,4	7,9	4,7

Da var ressursbeholdningen for den nordiske vannkraften lavere enn i år, og prisene gjennom kvartalet var høyere i Norden enn i Tyskland. De siste 52 ukene har det vært 7,9 TWh nordisk nettoimport. Dette tilsvarer 2 prosent av Nordens samlede kraftforbruk i perioden. I foregående 52 ukers periode var den nordiske nettoimporten 3,2 TWh lavere. Lav nordisk kraftproduksjon og høye nordiske kraftpriser sommeren og høsten 2006 bidrar til å forklare økningen.

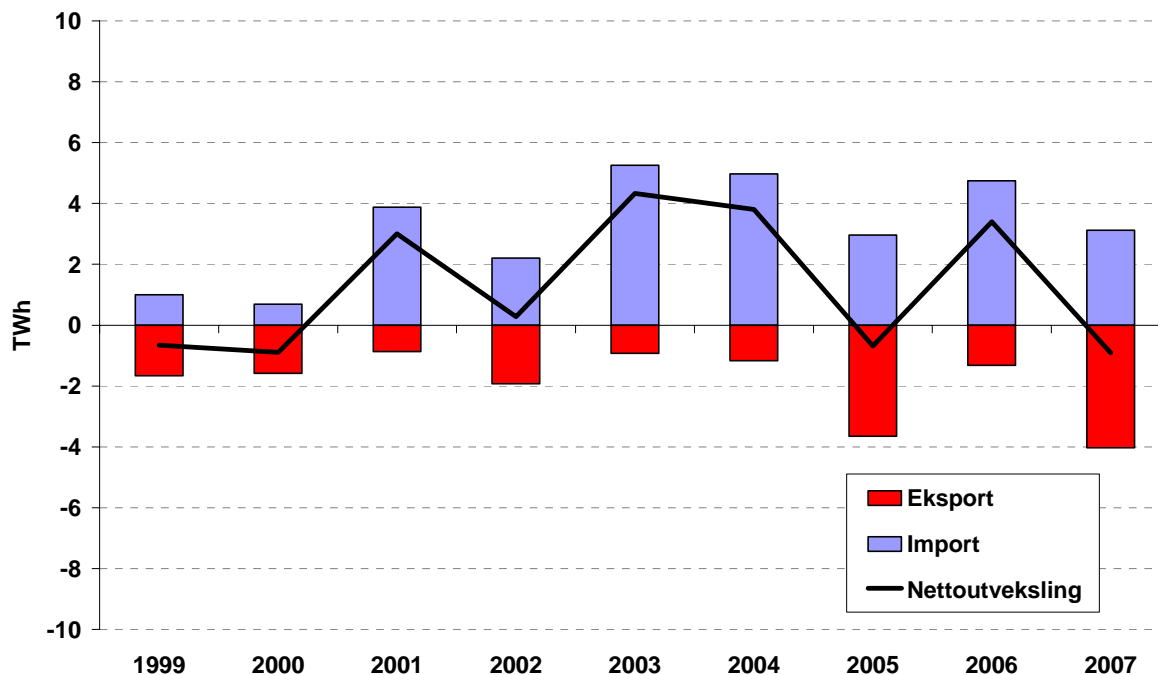
Figur 1.3.23 Import og eksport i Norden, andre kvartal 2007, TWh. Kilde: Nord Pool



I andre kvartal har kraftprisene i Norden stort sett vært lavere enn de tyske prisene. Det gir nordisk krafteksport. Den gode reguleringsevnen i nordisk vannkraftproduksjon bidrar imidlertid til at det er mindre variasjon i de nordiske prisene over døgnet og uken enn det er i de tyske. Dette gjør at de

nordiske kraftprisene ofte er høyere enn de tyske i lavlasttimene og det har ofte vært nordisk kraftimport fra Tyskland på nattetid og på søndager i løpet av andre kvartal. Det var 0,3 TWh nordisk nettoimport fra Estland i andre kvartal. Samtidig var importen fra Russland 0,3 TWh lavere enn i tilsvarende kvartal i fjor. Kabelen mellom Finland og Estland kom i drift ved nyttår 2007, og samlet nordisk nettoimport østfra var dermed uendret sammenlignet med andre kvartal 2006. Endringen i den totale nordiske kraftutvekslingen tilsvare endringen i utvekslingen mellom Norden og Kontinentet.

Figur 1.3.24 Nordens netto kraftimport andre kvartal, 1999-2007. TWh. Kilde: Nord Pool

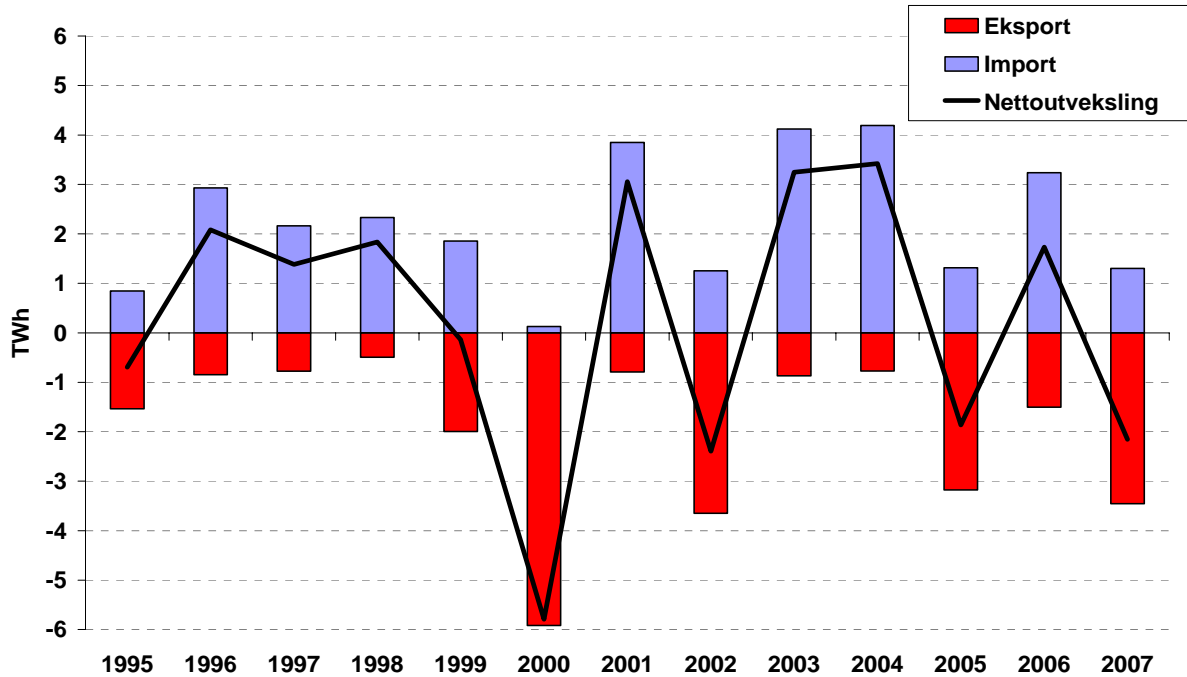


Omfanget av kapasitetsbegrensninger på kraftflyten innad i Norden er redusert sammenlignet med kvartalet før. I første kvartal var det ofte kapasitetsbegrensninger på overføringene ut av Sverige som følge av interne nettbegrensninger mellom Nord- og Sør-Sverige i perioder med kaldt vær og høy last i systemet. Det har vært færre slike tilfelle i andre kvartal, og dette har bidratt til at samlet overføringskapasitet mellom de nordiske anmeldingsområdene økte med nesten 10 prosent fra første til andre kvartal.

### 1.3.3.2 Norge

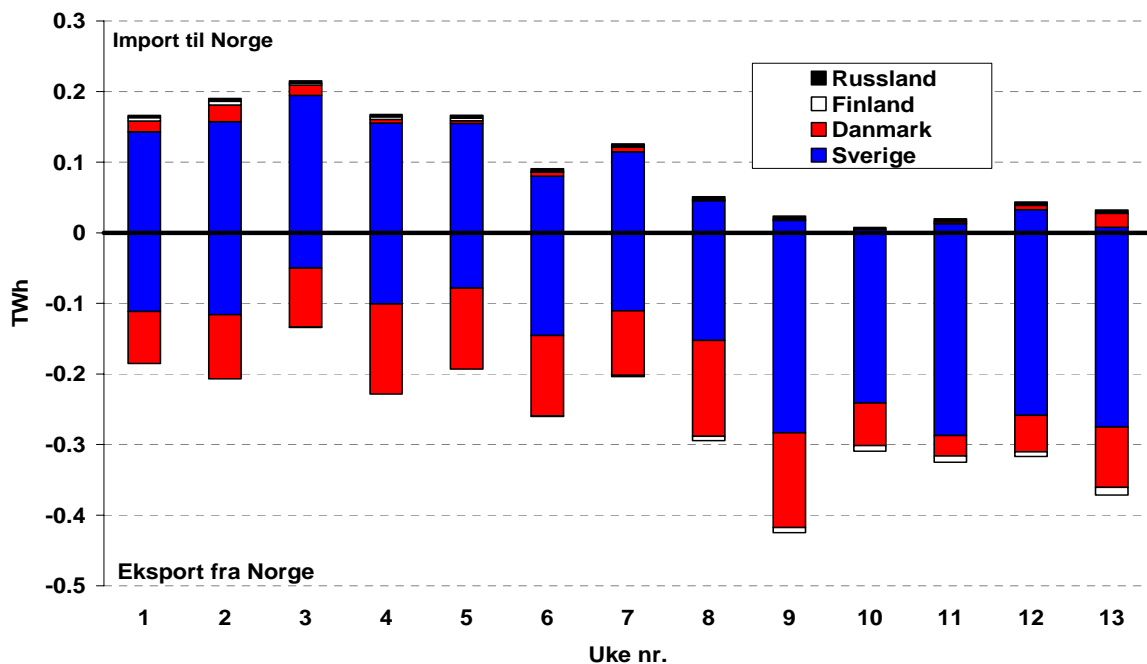
Samlet norsk nettoeksport var 2,1 TWh i andre kvartal. Det er det høyeste nivået på den norske nettoeksporten for andre kvartal siden 2002. I tilsvarende periode i fjor var det 1,8 TWh nettoimport. Høy magasinutfylling for årstiden samt mye nedbør og snø i fjellet har bidratt til høy vannkraftproduksjon og dermed norsk nettoeksport. I sum for kvartalet var det 1,1 TWh nettoeksport til Sverige og tilsvarende til Danmark. Utvekslingen med Finland og Russland utgjør en liten del av den totale norske krafthandelen. Samlet norsk nettoeksport til Finland var 0,06 TWh, mens det var 0,05 TWh import fra Russland. Det har vært nettoimport til Midt-Norge de fleste ukene, mens det har vært nettoeksport fra Sør- og Nord-Norge. Samlet sett har det vært norsk nettoimport på søndager og i nattetimene (02 – 06) og norsk nettoeksport ellers i døgnet og uken.

Figur 1.3.25 Import/eksport Norge i andre kvartal, 1995 – 2007, TWh. Kilde: Nord Pool



Det var nettoeksport ut av Norge i alle ukene bortsett fra uke 16 da det var høy import til Midt- og Nord-Norge fra Sverige. Snøsmelting og høye tilsig har sammen med revisjonsperioder for termiske kraftverk bidratt til at den norske nettoeksporten økte mot slutten av kvartalet. I tilsvarende kvartal i fjor var det nettoimport til Norge de første ni ukene, og nettoeksport de siste 4. Størstedelen av den norske krafthandelen skjer med Sverige. Det var nettoimport til Norge fra Sverige i første halvdel av andre kvartal i år, mens det var nettoeksport i andre halvdel. Utvekslingen mellom Norge og Danmark har vært mer stabil, og gjennomsnittlig nettoeksport til Danmark var 83 GWh pr uke.

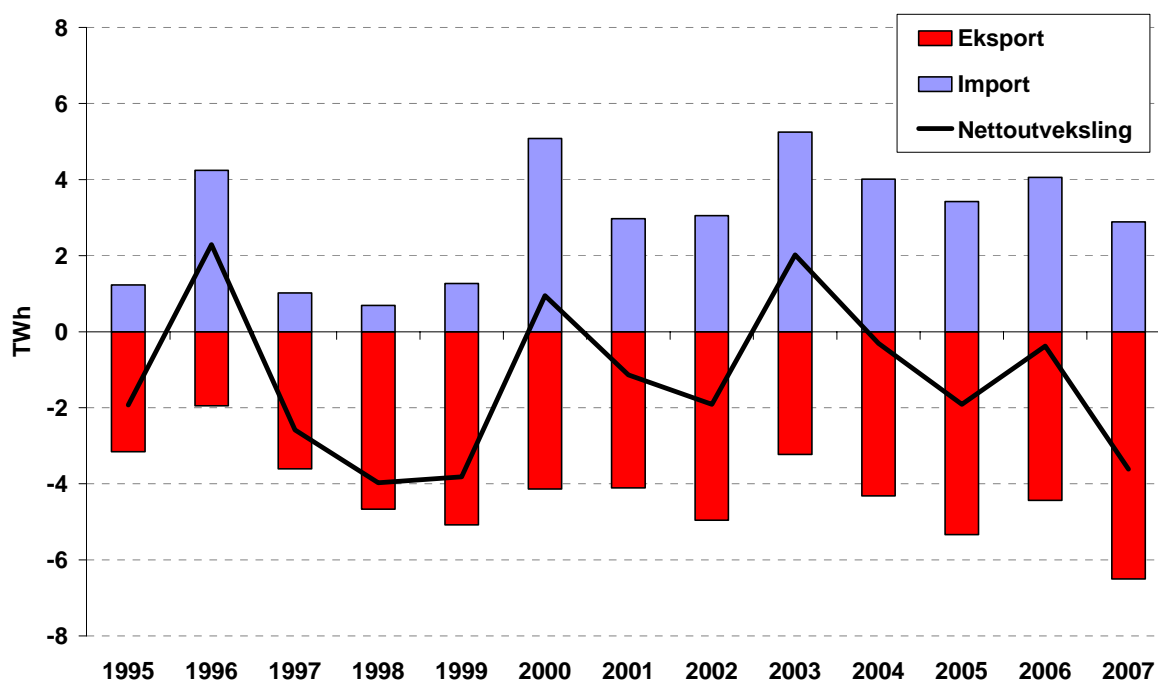
Figur 1.3.26 Norsk utveksling av kraft, uke 14-26. TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.3.3 Sverige

Sverige eksporterte netto 3,6 TWh i andre kvartal. Det er 3,4 TWh mer enn i første kvartal, og 3,2 TWh mer enn i andre kvartal i fjor. Økningen skyldes først og fremst høyere svensk vannkraftproduksjon. Det har vært svensk nettoeksport i alle uker bortsett fra de to siste ukene i kvartalet. Samlet svensk krafteksport har vært 6,5 TWh, og omtrent en tredjedel av dette har gått til Danmark. Av Sveriges samlede import på 2,9 TWh er 2,2 TWh kraftimport fra Norge. I snøsmelteperioden mot slutten av kvartalet var Sverige i stor grad transitland for norsk vannkraft. I sum for kvartalet har det vært 0,9 TWh svensk nettoeksport til Finland, 0,6 TWh nettoeksport til Tyskland og 0,9 TWh nettoeksport til Polen. Den svenske nettoeksporten til Danmark var 2,2 TWh i andre kvartal. Det var nettoimport fra Danmark til Sverige i tilsvarende periode i fjor.

Figur 1.3.27 Import/eksport Sverige i andre kvartal, 1995 – 2007, TWh. Kilde: Nord Pool

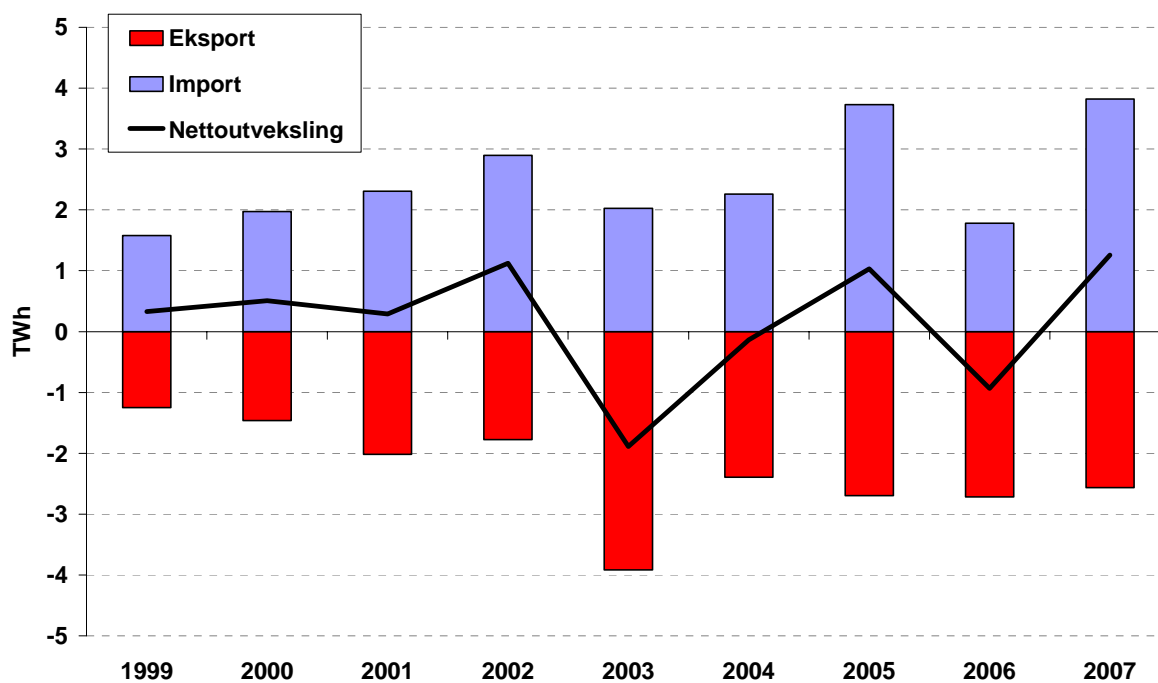


### 1.3.3.4 Danmark

Den danske kraftutvekslingen ble snudd fra nettoeksport i første kvartal til nettoimport i andre kvartal. Det danske kraftforbruket var 1,3 TWh høyere enn produksjonen i andre kvartal i år. I tilsvarende kvartal i fjor var det 0,9 TWh dansk nettoeksport. Høy nordisk vannkraftproduksjon og lave kraftpriser har bidratt til lavere produksjon i de termiske kraftverkene i Danmark, og dermed høyere import. Eksporten var omtrent uendret sammenlignet med andre kvartal i fjor, mens importen mer enn doblet seg. Det er spesielt den danske utvekslingen med Sverige som er endret. I andre kvartal i år var det 2,2 TWh dansk nettoimport fra Sverige, mot 0,8 TWh dansk nettoeksport i samme periode i fjor. Også den danske kraftimporten fra Norge har økt sammenlignet med fjoråret. I løpet av andre kvartal var nettoimporten 1,1 TWh. I tilsvarende periode i fjor var det 0,5 TWh dansk nettoeksport til Norge.

Samlet dansk nettoeksport til Tyskland var 2,1 TWh sum for kvartalet. I fjor var det nettoimport til Danmark fra Tyskland.

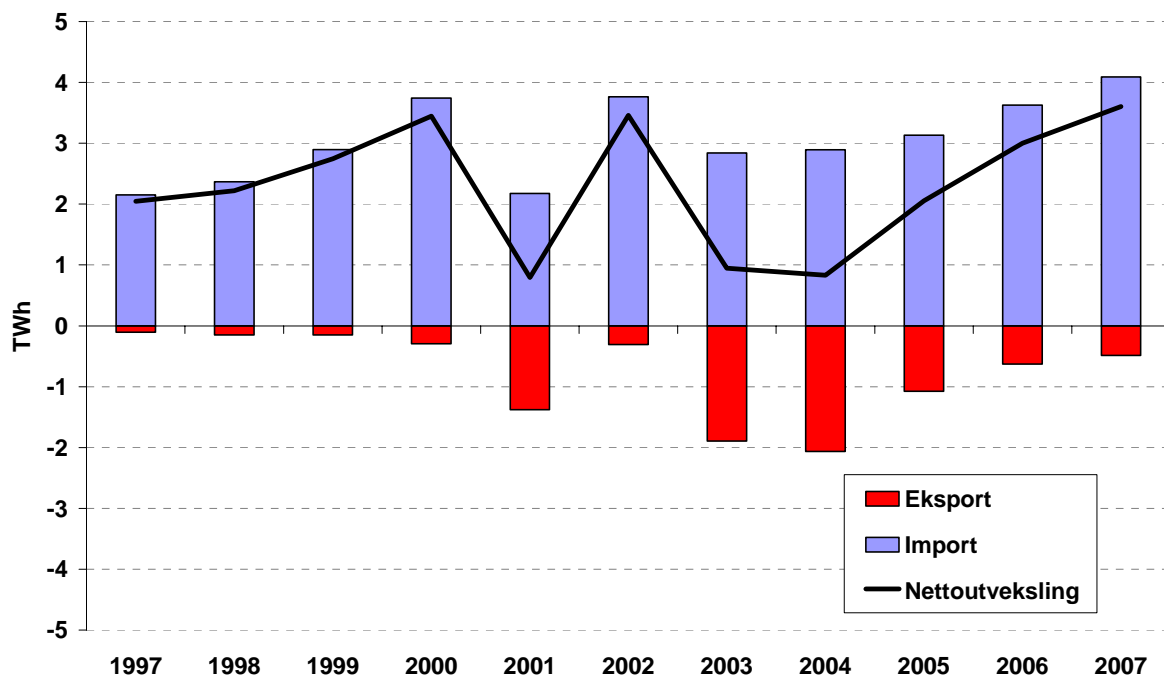
Figur 1.3.28 Import/eksport Danmark i andre kvartal, 1999 – 2007, TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.3.5 Finland

Finland hadde en nettoimport på 3,6 TWh i andre kvartal 2007. Det er 0,1 TWh lavere enn i første kvartal, og 0,6 TWh mer enn i andre kvartal i fjor. Finlands nettoimport i andre kvartal har vært jevnt stigende siden 2004. Overføringskabelen mot Estland kom i drift ved nyttår. Denne har bidratt til at den finske nettoimporten i andre kvartal var den høyeste som har blitt registrert noen gang. Det har vært ensidig import til Finland fra Russland, og også tilnærmet ensidig import fra Estland. I løpet av kvartalet importerte Finland henholdsvis 2,3 og 0,3 TWh fra de to landene. Den finske nettoimporten fra Sverige var 0,9 TWh mot 0,3 TWh i første kvartal. Økningen har sammenheng med at flere av de svenske kjernekraftverkene var ute av drift i perioder i første kvartal. Nettoimporten fra Sverige har også økt sammenlignet med andre kvartal 2006, da den var 0,4 TWh. Det var også finsk nettoimport fra Norge i andre kvartal, og samlet import var 50 GWh. Finland har hatt produksjonsunderskudd og nettoimport i alle uker, og den samlede nettoimporten for kvartalet utgjorde nesten 20 prosent av det finske kraftforbruket.

Figur 1.3.29 Import/eksport Finland i andre kvartal, 1997 – 2007, TWh. Kilde: Nord Pool



## 1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet

### 1.4.1 Spotmarkedet

Prisene ved den nordiske kraftbørsen falt betydelig i løpet av fjerde kvartal 2006 og første kvartal 2007. Nedgangen fortsatte også i andre kvartal.

Gjennomsnittlig pris i Sør-Norge (NO1) var 176 kr/MWh i andre kvartal. Det er en nedgang på 18 prosent fra kvartalet før, og omtrent halvparten av prisen i tilsvarende kvartal i fjor.

Gjennomsnittsprisen i Midt-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO3) var 189 kr/MWh, eller 15 prosent lavere enn prisen i første kvartal. I gjennomsnitt var prisen i Midt- og Nord-Norge 7 prosent høyere enn prisen i Sør-Norge i andre kvartal. Den svenske gjennomsnittsprisen var 192 kr/MWh i andre kvartal, 3 kroner høyere enn prisen i Midt-

og Nord-Norge. Gjennomsnittsprisene i begge de to danske anmeldingsområdene var 217 kr/MWh i samme periode. Det er omtrent på nivå med prisene i kvartalet før. På den tyske kraftbørsen (EEX) var prisen 252 kr/MWh i gjennomsnitt for andre kvartal. Det er høyere enn i samtlige av de nordiske prisområdene. Kraftprisen i Sverige, Finland og i de norske prisområdene er omtrent halvert sammenlignet med andre kvartal i fjor. I Danmark har prisene falt med omtrent en tredjedel. Nedgangen i de nordiske kraftprisene den siste tiden skyldes hovedsakelig mer tilsig enn normalt og mildt vintervær (lavt forbruk). Høyere brenselpriser kan ha bidratt til økningen i de tyske kraftprisene siden første kvartal.

Gjennomsnittsprisen for Sør-Norge i de siste 12 månedene har vært 316 kr/MWh. Snittet har vært 5 kr/MWh høyere i Midt- og Nord-Norge. Det er en økning på henholdsvis 5 og 8 prosent fra foregående 12 månedersperiode. Prisene har økt også i Sverige og Finland, mens gjennomsnittsprisen for de siste 12 måneder har falt i Danmark og Tyskland. Nedgangen er størst i Tyskland, der prisen har falt med 27 prosent sammenlignet med foregående 12 måneder. Lavere marginalkostnader i termiske kraftverk, blant annet som følge av redusert kvotepris, bidrar til nedgangen i Danmark og Tyskland.

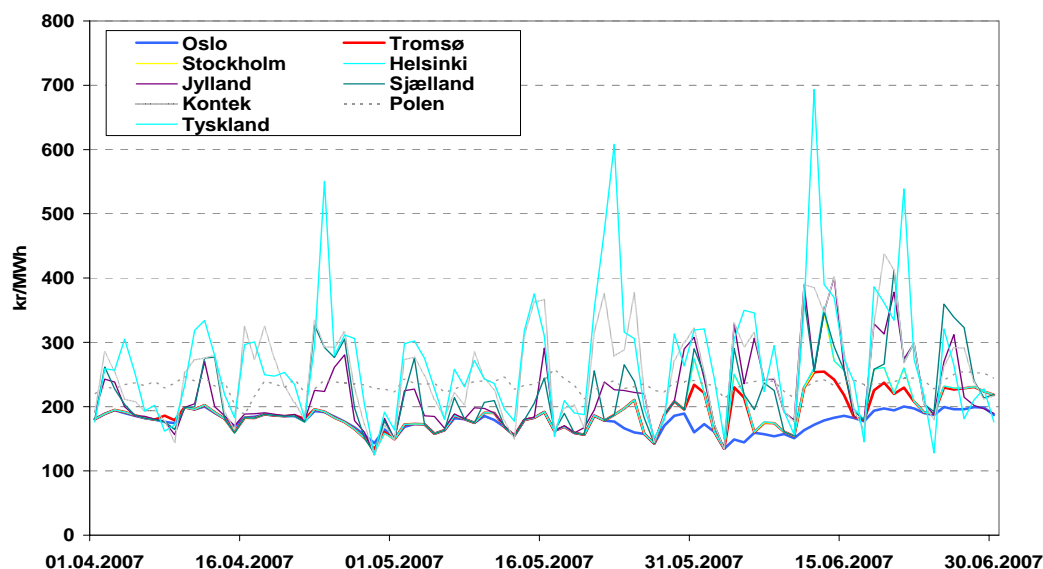
Med unntak av de danske prisene er kraftprisene i Norden stabile over døgnet og uken. Stor overføringskapasitet sørover fra Danmark bidrar til at de danske prisene i større grad følger prisvariasjonen i Tyskland. Kraftprisene på Sjælland og Jylland var derfor ofte høyere enn prisene ellers i Norden i høylasttimene. Variabel vindkraftproduksjon i Danmark bidrar også til prisvariasjonen. Vanligvis er kraftprisene i Tyskland og Danmark ofte lavere enn kraftprisene i resten av Norden i enkelte lavlasttimer. Lavere grunnlastproduksjon i de termiske områdene, blant annet som følge av revisjoner i varmekraftverk, har bidratt til at kraftprisen i Danmark og Tyskland sjeldnere har vært under nivået ellers i Norden i andre kvartal.

Elspotpriser kr/MWh	2. kv. 2007	Endring fra 2.kv. 2006	Endring fra 1.kv. 2007	Siste 12 mnd.	Endring fra forrige 12-mnd. periode
Sør-Norge (NO1)	176	-51 %	-18 %	316	5 %
Midt-Norge (NO2)	189	-51 %	-15 %	321	8 %
Nord-Norge (NO3)	189	-45 %	-15 %	321	8 %
Sverige	192	-43 %	-13 %	316	6 %
Finland	192	-43 %	-13 %	314	1 %
Danmark Øst	217	-36 %	-2 %	310	-8 %
Danmark Vest	217	-34 %	1 %	291	-14 %
Tyskland (EEX)	252	-19 %	7 %	316	-27 %



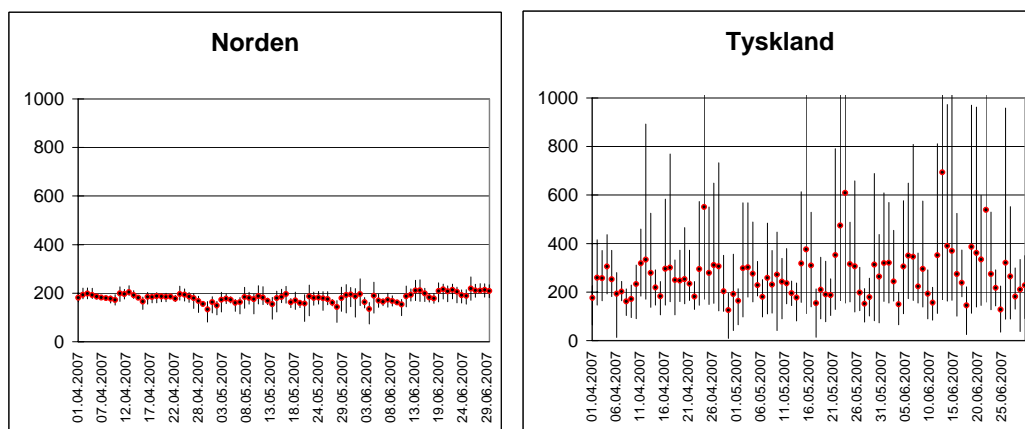
Det har vært nettoeksport fra Sør-Norge i de fleste timene i andre kvartal, spesielt mot slutten av perioden da det var høy vannkraftproduksjon som følge av snøsmelting og høye tilsig. Dette har bidratt til at Sør-Norge ofte har vært alene om lave priser i høylasttimene, mens kraftprisen i Midt- og Nord-Norge i større grad har fulgt prisene i Sverige og Finland. I løpet av kvartalet har kraftprisene i Sverige og Finland stort sett vært sammenfallende. Figuren under inneholder også kraftprisene fra den polske kraftbørsen (POLPX). Her er prisene mer stabile over døgnet og uken enn på den tyske kraftbørsen<sup>3</sup>. Stort sett har de ligget over prisen i Sverige, og det har vært eksport fra Sverige til Polen i de fleste timene i kvartalet.

Figur 1.4.1 Spotpriser i andre kvartal 2007, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool, POLPX og EEX



Termisk kraftproduksjon dominerer det tyske kraftsystemet, og kraftprisene i Tyskland varierer i stor grad med forbruket over døgnet og uken. Dette kommer av at termisk kraftproduksjon har høye kostnader tilknyttet opp- og nedregulering. I Norden kom 55 prosent av den samlede kraftproduksjonen fra vannkraftverk i andre kvartal. Den gode reguleringsevnen i vannkraften bidrar til å utjevne de nordiske prisene mellom høylast og lavlast. Gjennomsnittlig døgnavariasjon i den nordiske systemprisen var 57 kr/MWh i andre kvartal. Til sammenligning var den gjennomsnittlige døgnavariasjonen ved den tyske kraftbørsen 436 kr/MWh.

Figur 1.4.2 Nordisk og tysk døgngjennomsnitt og prisvariasjoner over døgnet, kr/MWh. Kilde Nord Pool og EEX



<sup>3</sup> Det er lav likviditet på den polske kraftbørsen sammenlignet med børsene i Norden og Tyskland.

Tabell 1.4.1 viser omfanget av prisforskjeller og dermed flaskehals i det nordiske kraftmarkedet i andre kvartal. I løpet av kvartalet har det vært lik pris i alle anmeldingsområdene på den nordiske kraftbørsen i 29 prosent av timene. Dersom vi ser bort fra prisområdet Kontek (Tyskland) har det vært lik pris i alle områder i 40 prosent av timene. Sør-Norge (NO1) er det området som oftest har hatt en pris lavere enn alle de andre områdene. Dette har vært tilfelle i 25 prosent av timene. Kraftprisen i Midt- og Nord-Norge har vært sammenfallende med den svenske kraftprisen i omtrent 90 prosent av tiden. I timene med ulik pris har kraftprisen oftest vært høyere i Sverige. Sjælland har stor utvekslingskapasitet mot Sverige, og den svenske prisen har vært sammenfallende med prisen på Sjælland i 76 prosent av timene. Varierende vindkraftproduksjon og stor utvekslingskapasitet mot Tyskland bidrar til at Jylland oftere har en pris som avviker fra det øvrige Norden.

Tabell 1.4.1 Omfanget av prisforskjeller mellom prisområder, andre kvartal 2007. Kilde: Nord Pool

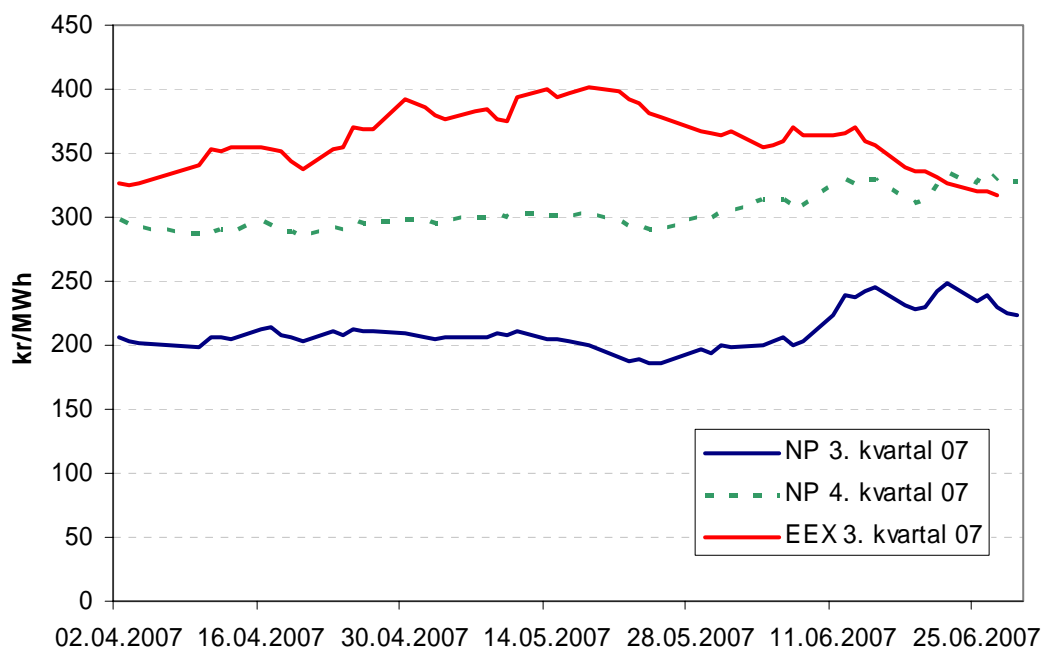
2 kvartal 2007		Lavest elspot-pris							
		NO1	NO2	NO3	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	Kontek
Høyest elspot-pris	NO1		2.4 %	2.4 %	3.1 %	3.1 %	3.1 %	3.8 %	5.0 %
	NO2	34.0 %		1.3 %	4.9 %	4.9 %	9.4 %	6.1 %	8.5 %
	NO3	33.0 %	0.0 %		3.6 %	3.6 %	8.5 %	4.9 %	7.8 %
	Sverige	29.9 %	5.3 %	5.3 %		0.0 %	5.7 %	1.3 %	5.7 %
	Finland	30.6 %	6.6 %	6.6 %	1.3 %		6.5 %	2.2 %	6.4 %
	Jylland	45.7 %	38.1 %	38.1 %	36.2 %	36.2 %		22.8 %	3.0 %
	Sjælland	39.6 %	26.4 %	26.4 %	22.8 %	22.8 %	15.9 %		5.7 %
Kontek	60.2 %	56.2 %	56.2 %	55.1 %	55.1 %	32.2 %	38.6 %		

## 1.4.2 Terminmarkedet

I terminmarkedene har det i andre kvartal vært prisoppgang i Norden mens det har vært en svak nedgang i Tyskland. Prisen på tredje- og fjerdekvartalskontraktene på Nord Pool har steget med henholdsvis 9 og 10 prosent siden 1. april. Prisen på fjerdekvartalskontrakten har ligget over tredjekvartalskontrakten hele perioden, og endte på 328 kr/MWh den 29. juni.

Tredjekvartalskontrakten endte på 223 kr/MWh. På den tyske kraftbørsen EEX endte tredjekvartalskontrakten på 316 kr/MWh. Det er 3 prosent lavere enn prisen var ved begynnelsen av kvartalet.

Figur 1.4.4 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontrakter i andre kvartal 2007, kr/MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 1.4.5 viser utviklingen i systemprisen på den nordiske kraftbørsen fra 1995 frem til andre kvartal 2007. Videre vises forwardpriser i det nordiske markedet notert 29. juni 2007. Kraftprisene på den nordiske kraftbørsen har vært stigende siden år 2000. I perioden 1997 til og med 2000 var gjennomsnittlig systempris 117 kroner/MWh, mens det har vært en gjennomsnittspris på 253 kr/MWh de siste seks og et halvt årene. I 1996 var det lite nedbør i Norden, og kraftprisen kom opp i over 350 kr/MWh på høsten. Prisen avtok utover vinteren i 1997, og holdt seg under 200 kr/MWh fram til februar 2001. Lave nedbørsmengder bidro til at kraftprisen steg til den hittil høyeste observerte ukeprisen ved årsskiftet 2002/2003. I uke 2 i 2003 var gjennomsnittlig systempris hele 752 kr/MWh. Høyere produksjonskostnader i kraftproduksjon basert på fossile brensler har bidratt til at kraftprisen siden ikke har falt tilbake til nivået før vinteren 2002/2003. Innføringen av kvotesystemet for utslipp av CO<sub>2</sub> i 2005 ga et ytterligere kostnadsbidrag for kraftproduksjon basert på fossile brensler. Utover sommeren og høsten 2006 steg kraftprisene i Norden som følge av lite nedbør og høyere priser på kull og gass. I tillegg var flere av de svenske kjernekraftverkene i perioder ute av drift. Prisene toppet seg i slutten av august da ukentlig systempris var oppe i 613 kr/MWh. Utover vinteren 2006/2007 økte tilsigete til de nordiske vannkraftstasjonene samtidig som det var nedgang i brensels- og kvoteprisene. En relativt mild vinter ga i tillegg lavere kraftforbruk. Dette har bidratt til at det har vært en vedvarende nedgang i kraftprisen siden høsten 2006. Gjennomsnittlig systempris var 177 kr/MWh i juni i år.

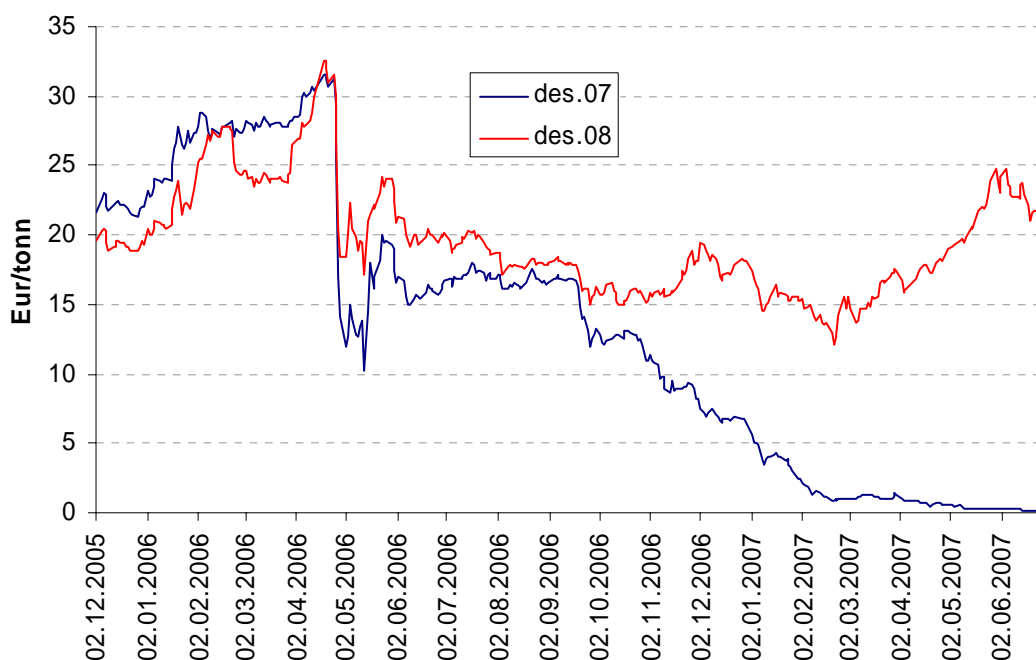
Terminmarkedene viser en betydelig stigning i kraftprisen fram mot 2008. Forwardprisen for januar 2008 var 394 kr/MWh i slutten av uke 26. Det er nesten det dobbelte av prisen i spotmarkedet den uken. Oppgangen mot årsskiftet skyldes delvis at CO<sub>2</sub> kvoteprisen forventes å øke markant fra 2007 til 2008. Samtidig avtar normalt tilsigene og dermed også faren for overløp i de nordiske vannmagasinene utover sommeren og høsten. Terminprisene ligger mellom 340 og 420 kr/MWh i perioden 2008 – 2012, med de høyeste prisene på vinterstid.

Figur 1.4.5 Observert systempris og priser i terminmarkedet, kr/MWh. Kilde Nord Pool



Figur 1.4.6 viser utviklingen i prisen for utslippstillatelser i 2007 og 2008. Overskudd av kvoter har ført til en kraftig nedgang i kontrakten for 2007 siden høsten 2006. Kvotepreisen falt videre i løpet av andre kvartal, og den var ca. 1 kr/tonn ved utgangen av kvartalet. Fram mot årsskiftet har utslippsforhold lite å si for den totale kostnaden ved å produsere elektrisitet i termiske kraftverk. Det er ikke mulig å spare kvoter fra 2007 til 2008, og mer restriktive utslippskvantum i Kyoto-perioden (2008 – 2012) bidrar til at kvotepreisen etter hvert har blitt høyere for 2008 enn for 2007. Prisen på utslippstillatelser i 2008 har steget med omtrent 30 prosent i løpet av andre kvartal. Den 30. juni var prisen på denne kontrakten 179 kr/tonn. Det er omtrent på nivå med det prisen var i desember 2005, da det ble åpnet for handel på denne kontrakten.

Figur 1.4.6 Prisutvikling på utslippstillatelser for CO<sub>2</sub>, Euro/tonn. Kilde: Nord Pool

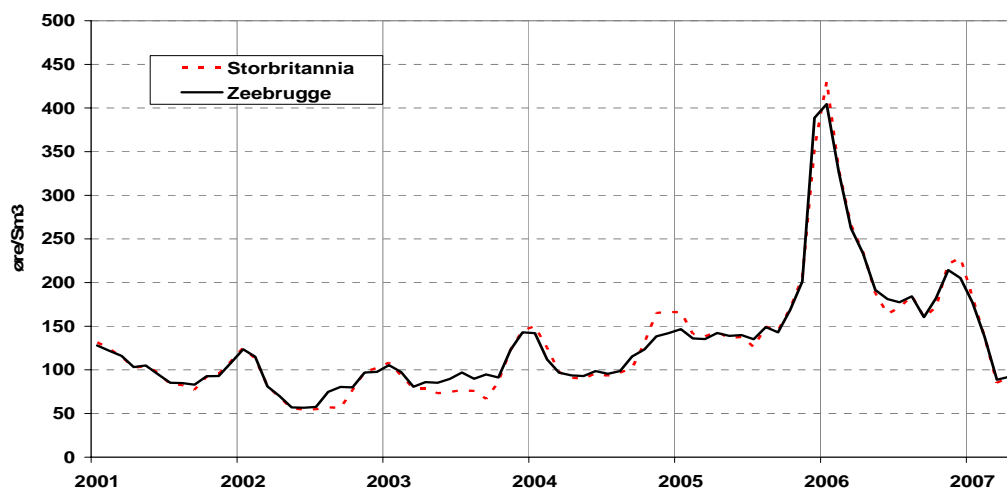


Figur 1.4.7 viser utviklingen i gasspriser i Storbritannia og på kontinentet (Zeebrugge).<sup>4</sup> I løpet av 2006 ble prisen omtrent halvert. Nedgangen har fortsatt også i 2007. Prisen på gass i Europa var 92 øre/Sm<sup>3</sup> i Zeebrugge og 1 øre lavere i Storbritannia i april 2007. Det er de laveste prisene siden våren 2004. Prisene i figuren kan imidlertid avvike betydelig fra det hver enkelt kraftprodusent betaler. Årsaken til dette er både forskjeller i transportkostnader og at kraftprodusentene kan ha langsiktige avtaler som er knyttet til terminpriser på alternative energibærere. Av Tysklands samlede kraftproduksjonskapasitet utgjør gasskraftverk omtrent 15 prosent. Disse kraftverkene kan ofte være prissettende i perioder med høyt kraftforbruk, og dermed kan gassprisene ha betydning for prisen på elektrisitet i Tyskland og Norden i perioder.

Brenselkostnaden i et gasskraftverk med 55 prosent virkningsgrad ville ha vært ca 150 kr/MWh basert på gassprisen på kontinentet i april 2007.

<sup>4</sup> Gasspriser fra vår kilde er kun tilgjengelig fram til og med april 2007.

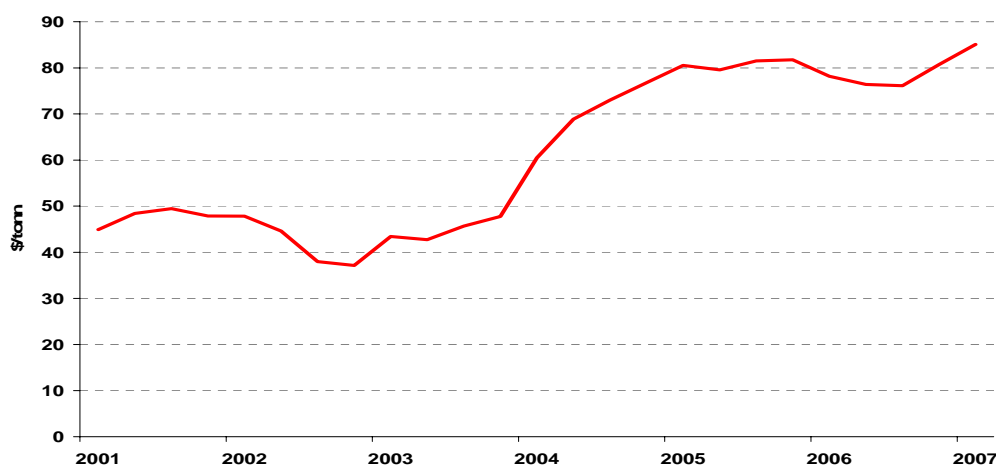
Figur 1.4.7 Gasspriser i Storbritannia og Zeebrugge, 2001 – 2007, øre/Sm<sup>3</sup>. Kilde: Deloitte & Touche LLP og Spectron Group Limited



Figur 1.4.8 viser at det har vært en økning i prisene på kull de siste 6 årene<sup>5</sup>. I 2002 og 2003 lå prisen på steinkull inkl. frakt til Tyskland mellom 37 og 48 \$/tonn. I perioden 2003 til 2006 steg prisen betydelig. I løpet av 2006 var prisen stabil før den økte i fjerde kvartal. Økningen har fortsatt i begynnelsen av 2007, og prisen var 85 \$/tonn i første kvartal 2007. En stor del av den samlede tyske kraftproduksjonen kommer fra kullkraftverk, og prisen på kull utgjør for mange av disse en betydelig del av produksjonskostnaden. Også i Danmark og Finland produseres store deler av kraftproduksjonen i termiske kraftverk med kull som innsatsfaktor.

Med kullprisen for første kvartal 2007 ville brenselkostnaden i et kullkraftverk med 40 prosent virkningsgrad vært omtrent 160 kr/MWh. Tilsvarende var brenselkostnaden i første kvartal 2003 omtrent 90 kr/MWh. Lavere dollarkurs gir lavere økning i brenselkostnaden målt i norske kroner.

Figur 1.4.8 Kullpriser (Imported Steam Coal) inklusive frakt, \$/tonn, Europa. Kilde: The Federal office of Economics and Export Control (BAFA)



<sup>5</sup> Prisen på kull fra vår kilde er kun tilgjengelig fram til og med første kvartal 2007

## 1.5 Sluttbrukermarkedet

Som følge av lavere kraftpriser i engrosmarkedet, har husholdningenes utgifter til elektrisk kraft blitt lavere i andre kvartal 2007 enn i samme periode i fjor. En husholdning med et årlig forbruk på 20 000 kWh hadde i snitt en utgift på 2901 kroner for standard variabel kontrakt og en utgift på 2746 kroner for en spotpriskontrakt i andre kvartal 2007. Det er en nedgang på henholdsvis 1084 og 929 kroner fra i fjor.

Prisforskjellen mellom standard variabel kontrakt og spotpriskontrakt ble redusert i andre kvartal 2007, og utgjorde i snitt 3,5 øre/kWh. Snittprisen på standard variabel kontrakt for dominerende leverandører var 27,4 øre/kWh i andre kvartal mens en spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh gav en snittpris på 23,9 øre/kWh.

46 389 husholdningskunder skiftet kraftleverandør i andre kvartal 2007.

Dette er færre leverandørskifter enn det var i andre kvartal i 2006. Mest sannsynlig skyldes dette de lavere kraftprisene. Standard variabel kontrakt er fremdeles den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med i overkant av 50 prosents tilslutning.

Husholdningene	2. kv. 2007	Endring fra 1. kv. 2007	Endring fra 2. kv. 2006
<b>Forbruksveiet<sup>6</sup> kraftpris (øre/kWh):</b>	<b>27,8</b>	<b>-10,5</b>	<b>-27,3</b>
- <b>Markedspris-kontrakt (spot)<sup>7</sup></b>	<b>23,9</b>	<b>-4,8</b>	<b>-22,6</b>
- <b>Standard variabel:</b>			
- <b>Dominerende leverandører<sup>8</sup></b>	<b>27,4</b>	<b>-10,8</b>	<b>-27,3</b>
- <b>15 billigste landsdekkende<sup>9</sup></b>	<b>26,2</b>	<b>-10,4</b>	<b>-25,7</b>
<b>Antall leverandørskifter (1000 stk.)</b>	<b>46,4</b>	<b>-23,3</b>	<b>-19,6</b>
<b>Kontraktsvalg (%):</b>			
- <b>Markedspris/spot</b>	<b>37,0</b>	<b>+3,3</b>	<b>+10,8</b>
- <b>Fastpris:</b>	<b>11,3</b>	<b>-5,6</b>	<b>-5</b>
- <b>Standard variabel</b>	<b>51,7</b>	<b>+2,2</b>	<b>-5,8</b>

### 1.5.1 Priser og prisutvikling

Prisen for standard variabel kontrakt inkludert mva lå i uke 14 i år på 31,4 øre/kWh for et utvalg bestående av dominerende kraftleverandør i 22 av de største nettområdene. Prisen har falt gjennom kvartalet og den endte på 24,8 øre/kWh i uke 26.

Den volumveide gjennomsnittsprisen for dominerende leverandører var 27,4 øre/kWh i andre kvartal. Dette var om lag likt med den aritmetiske snittprisen. Med andre ord var det samlet sett ikke forskjeller i prisfastsettelsen mellom store og små dominerende leverandører i utvalget i andre kvartal.

Den aritmetiske gjennomsnittsprisen for de 15 billigste landsdekkende leverandørene var 26,2 øre/kWh i andre kvartal 2007. Dette er 1,2 øre/kWh lavere enn volumveiet snitt av dominerende leverandører i samme kvartal.

<sup>6</sup> Veiet snitt av pris for standard variabel kontrakt for dominerende leverandør over kvartalet, der vektene er bestemt av forbrukets fordeling over kvartal og år.

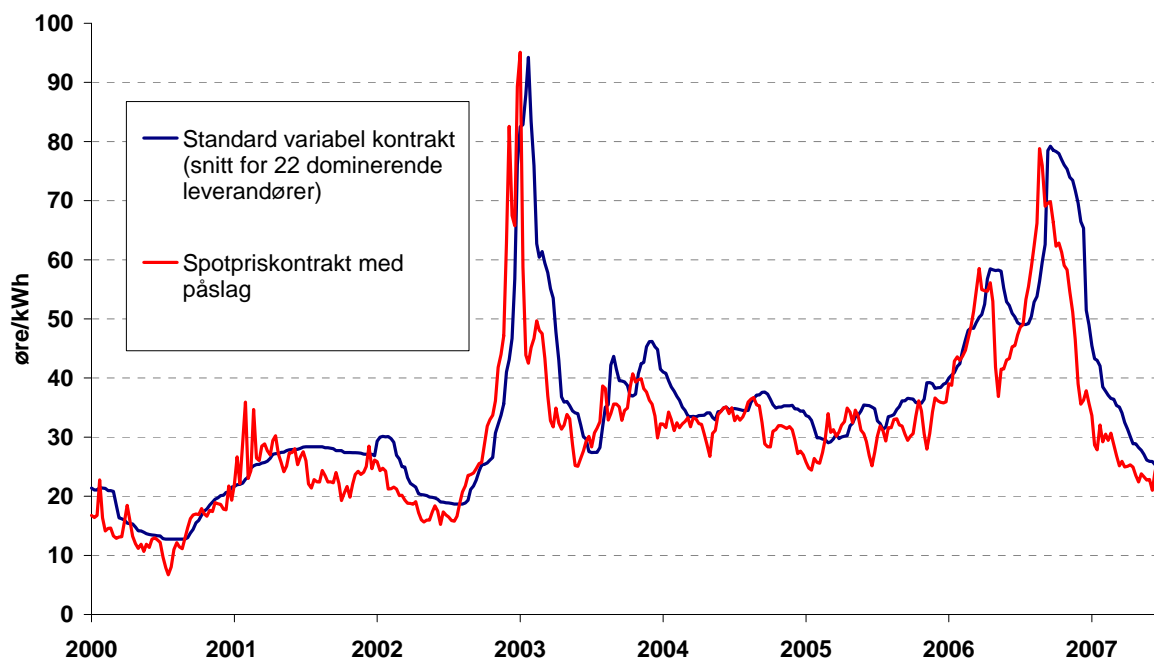
<sup>7</sup> Aritmetisk snitt m. påslag på 1,9 øre/kWh basert på snittet av landsdekkende leverandører for 2007.

<sup>8</sup> Volumveiet snitt av 22 leverandørers priser.

<sup>9</sup> Uveiet gjennomsnitt av leverandørenes priser.

Prisen for en spotpriskontrakt med et påslag på 1,9 øre/kWh viste en nedadgående tendens gjennom kvartalet, men økte på slutten av kvartalet og gikk fra 25 øre/kWh i uke 14 til 26,2 øre/kWh i uke 26. I gjennomsnitt var prisen for en spotpriskontrakt 23,9 øre/kWh i andre kvartal.

Figur 1.5.1 Standard variabel kraftpris og spotpris med påslag fra NO1, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

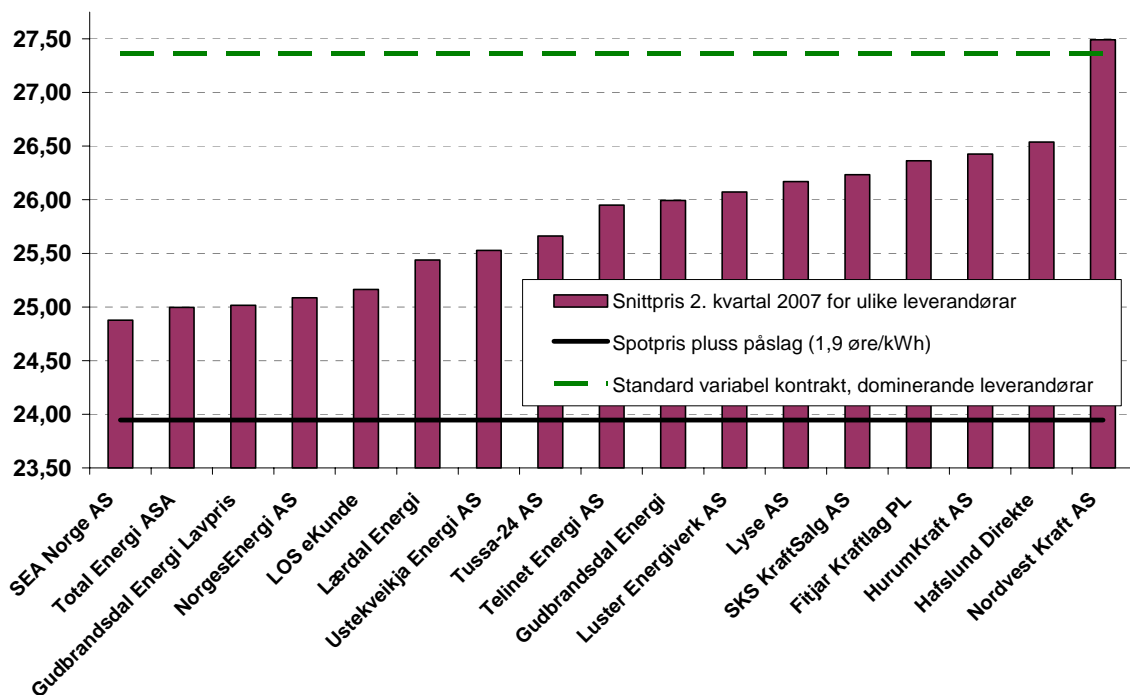


I figur 1.5.1 sammenlignes gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for de dominerende leverandørene med ukentlig spotpris pluss 1,9 øre/kWh påslag. I uke 25 i år var standard variabel kraftpris for de dominerende kraftleverandørene på samme nivå som spotpriskontrakten for første gang siden uke 37 i 2006.

I figur 1.5.2 sammenlignes gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for de dominerende leverandørene med gjennomsnittlig kraftpris for hver enkelt landsdekkende leverandør for andre kvartal 2007.

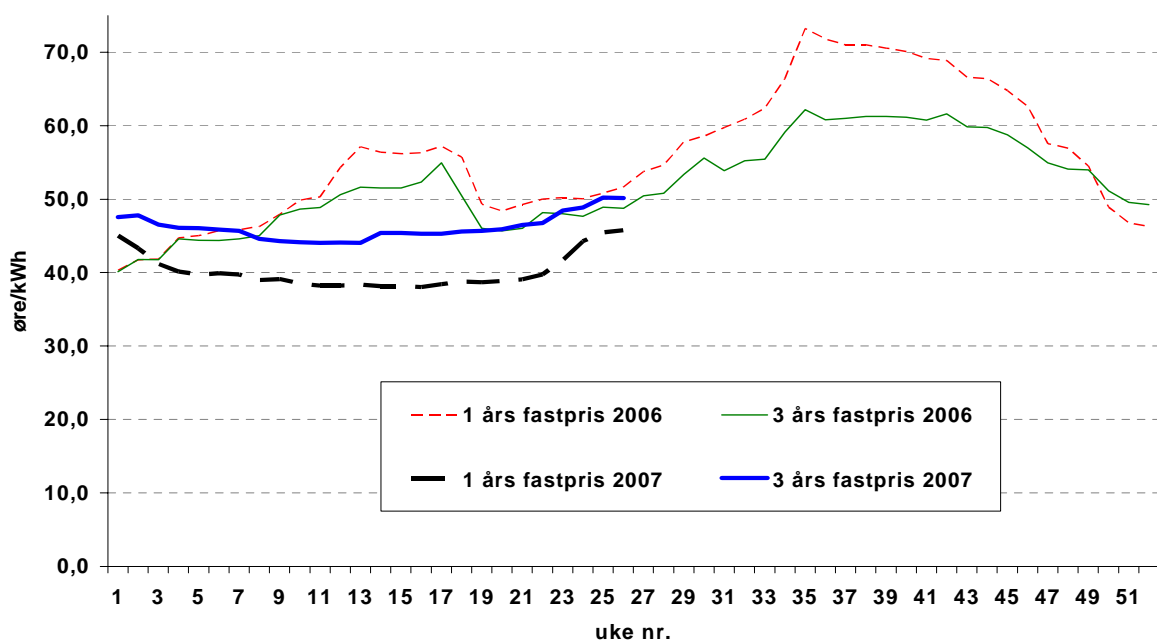
Nesten alle de landsdekkende leverandørene som figurerte på Konkurransetilsynets prisoversikt gjennom hele kvartalet, lå under snittet for de dominerende leverandører. De landsdekkende leverandørenes standard variable pris lå i snitt 2,3 øre/kWh over en spotpriskontrakt med påslag.

Figur 1.5.2 Aritmetisk snitt for 17 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med snittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Gjennomsnittet av landsdekkende kraftleverandørers 1-års fastpriskontrakt ved inngangen til andre kvartal var 38,2 øre/kWh. Ved utgangen av andre kvartal var prisen på 45,8 øre/kWh. Prisen på 3-års fastpriskontrakt var 45,4 øre/kWh i uke 14 og 50,2 øre/kWh i uke 26. Det vil si at både 1-års- og 3-årskontraktene har økt i pris gjennom andre kvartal. Dette skyldes at det forventes høyere kraftpriser i det finansielle markedet, blant annet som følge av høyere kvotepriser for CO<sub>2</sub>. Ved utgangen av første kvartal var det 17 landsdekkende leverandører som tilbød 1-års fastpriskontrakt og 6 landsdekkende leverandører som tilbød 3-års fastpriskontrakt.

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.





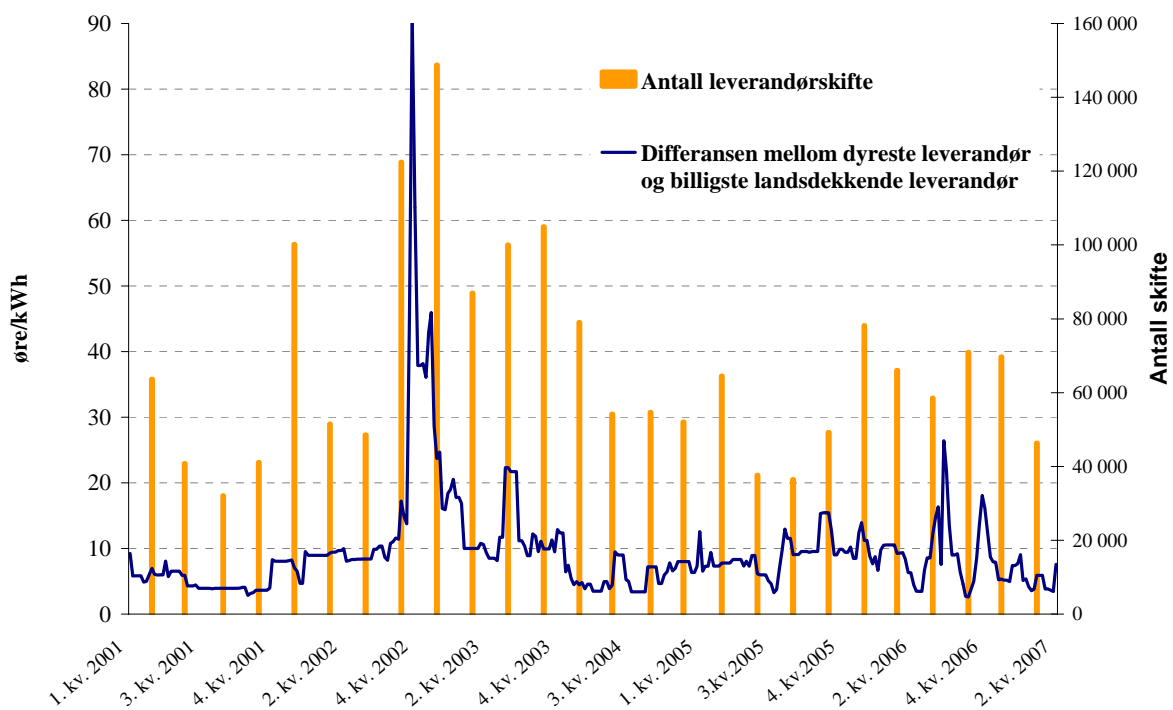
## 1.5.2 Leverandørskifter

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.

I andre kvartal 2007 var det 46 389 husholdninger som skiftet leverandør. Det er 19 628 færre leverandørskifter enn samme kvartal i fjor. Hovedårsaken til dette er blant annet de lave prisene og begrenset medieoppmerksomhet siste kvartal.

Forskjellen mellom billigste landsdekkende leverandør og dyreste dominerende leverandør har i snitt vært mindre dette kvartalet, sammenlignet med samme kvartal i fjor. Differansen har ligget på mellom 3,5 og 6 øre/kWh, med unntak av siste uke i kvartalet da prisdifferansen var 7,6 øre/kWh.

Figur 1.5.4 Prisspredning og antall leverandørskifter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

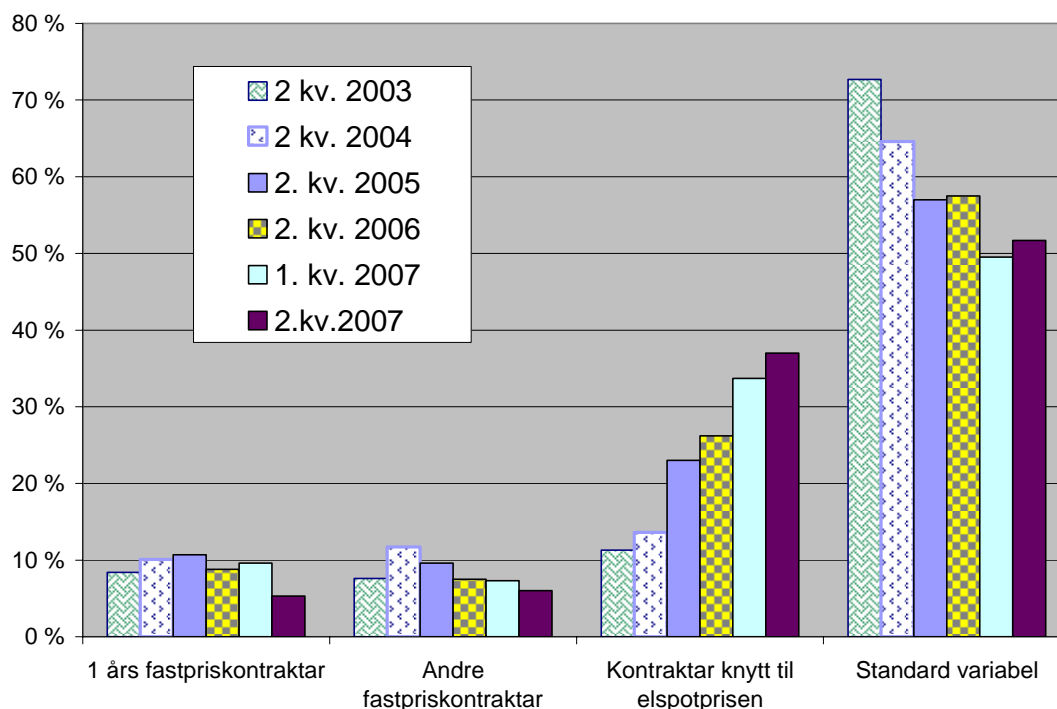


## 1.5.3 Kontraktvalg

Som figur 1.5.5 viser, er standard variabel kontrakt fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge. I løpet av andre kvartal har andelen husholdninger med denne kontraktstypen økt fra 49,5 prosent til 51,7 prosent. Dette er en økning på 2,2 prosentpoeng fra første kvartal i år. Sammenlignet med andre kvartal i fjor har det allikevel vært en nedgang på 5,8 prosentpoeng. 57,5 prosent av husholdningene kjøpte da kraft på en slik kontraktstype. Av all kraft solgt til husholdninger i andre kvartal 2007, utgjorde andelen kontrakter med fast pris 11,3 prosent. Sammenlignet med andre kvartal 2006 er dette en nedgang på 5 prosentpoeng. Fra første til andre kvartal i år var det en reduksjon i andelen fastpriskontrakter på 5,6 prosentpoeng. I samme periode har andelen av 1-årskontrakter sunket fra 9,6 prosent til 5,3 prosent. Dette innebærer at en del av husholdningene har gått fra å være tilknyttet en 1-årskontrakt til å være tilknyttet spotpriskontrakt. Andelen med kontrakter tilknyttet spotprisen var 37 prosent i andre kvartal 2007. Dette er en økning

fra første kvartal på 3,3 prosentpoeng, og en økning på hele 10,8 prosentpoeng sammenlignet med andre kvartal 2006.

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



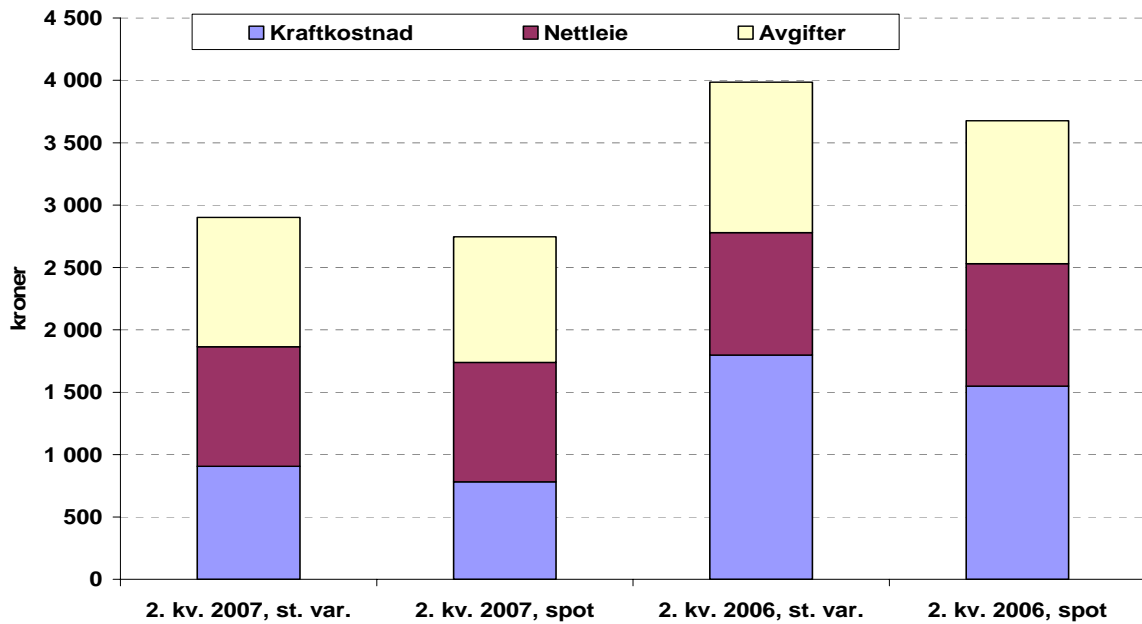
### 1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

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 2901 i andre kvartal 2007 ved standard variabel kontrakt og kr 2746 ved markedskontrakt (spotpris).<sup>10</sup> Dette er en nedgang på henholdsvis 10,8 og 9,3 prosent fra samme kvartal i fjor. Hovedsakelig skyldes dette lavere kraftpris.

Den totale kostnaden for en gjennomsnittsfbruker (standard variabel kontrakt) bestod i andre kvartal 2007 av 31,2 prosent til kraft, 33 prosent til nettleie og 35,8 prosent til avgifter (merverdiavgift og forbrukeravgift). Tilsvarende tall for andre kvartal 2006 var 45,1 prosent til kraft, 24,6 prosent til nettleie og 30,3 prosent til avgifter.

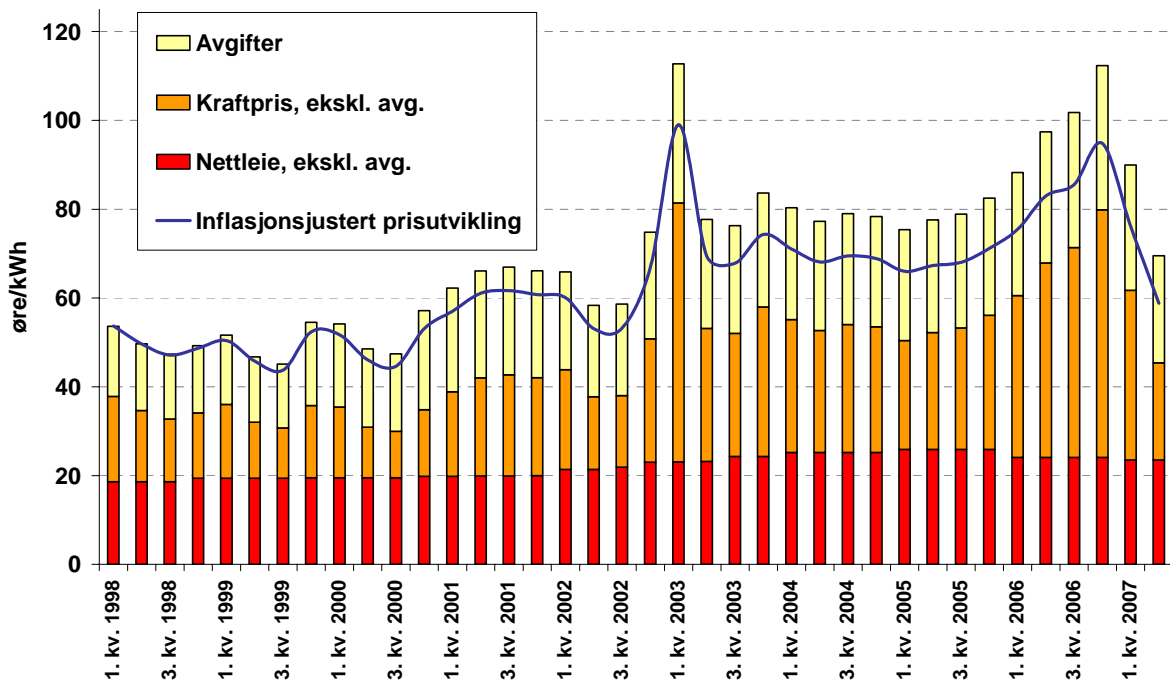
<sup>10</sup> For markedskontraktene er det brukt spotpris inkl. mva pluss et påslag på henholdsvis 1,9 og 2,2 øre/kWh for 2007 og 2006. For standard variabel kontrakt er det brukt et volumveid snitt av pris fra dominerende leverandør i et utvalg av 22 nettområder. Siden dominerende leverandør ofte ligger over resten av markedet i pris, vil dette være noe høyere enn om man brukte et snitt av alle landsdekkende leverandører. Videre er det brukt en justert innmatingsprofil (JIP) fra 2006 som er et vektet gjennomsnitt av JIP for dominerende leverandør i 11 større nettområder. JIP er beregnet på grunnlag av det totale årlige kraftforbruket i ett nettområde minus timemålt forbruk (over 100.000 kWh) og nettap. Dette brukes til å beregne det relative kraftforbruket per uke for sluttbrukere.

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



Figur 1.5.7 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie, og avgifter fra 1998 til og med andre kvartal 2007. Trenden fra første kvartal fortsetter med en betydelig nedgang i kraftprisen. Også avgiftsbetalingen er redusert som følge av at de lavere kraftprisene inngår i beregningsgrunnlaget for merverdiavgiften.

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



## 2 Temaartikkel

### 2.1 Energibruk i hytter – dramatisk vekst?

Av Seniorrådgiver Terje Stamer Wahl, Seksjon for energibruk

*Energibruk i fritidsboliger (hytter) utgjør en beskjeden andel av samlet energibruk i Norge, vel 2 terrawatt timer (TWh) av et samlet norsk landbasert sluttbruk på 220 TWh. Altså ca. 1 % av samlet energibruk. Imidlertid er antall hytter, størrelse på hyttene og tilhørende energibruk i vekst, og det er betydelig oppmerksomhet om energi- og miljøkonsekvensene av dagens form for hyttebygging. Marginalt sett er energibruken i denne sektoren viktig, og det er ønskelig å studere energibruk i hytter nærmere for å ha en mer kvalifisert oppfatning om videre forbruksutvikling.*

#### 2.1.1 Innledning

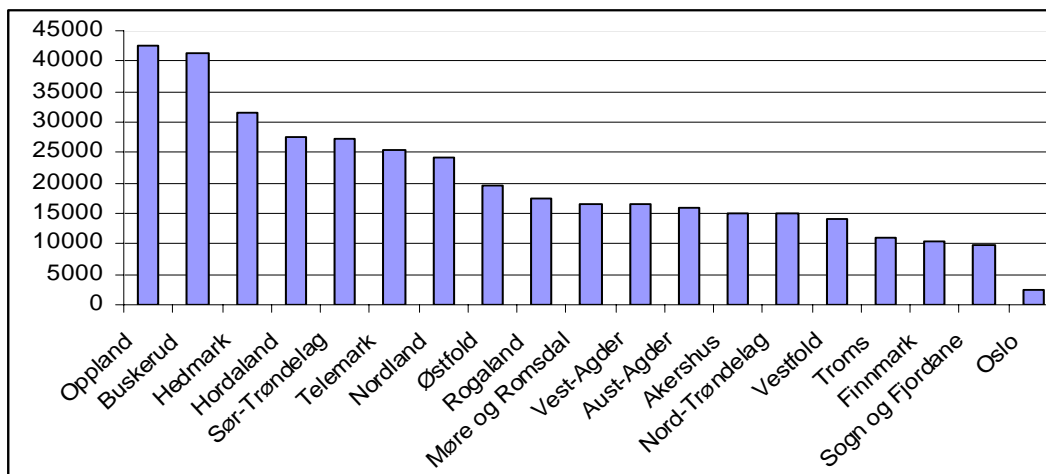
NVE har bidratt til de senere års utvikling av kommunefordelt energistatistikk og en nylig undersøkelse av vedforbruket i hytter, som samlet gir et bedre grunnlag for analyse. I denne artikkelen presenterer vi noen historiske utviklingstrekk og status, og skisserer mulige utviklingsbaner frem mot år 2020.

I artikkelen konsentrerer vi oss om elektrisitet levert fra nettet samt vedforbruk. Øvrig energibruk basert på fyringsolje, parafin, gass, pellets og elektrisitet fra solcellepaneler er ikke omtalt. Anvendelsen av nevnte energibærere utgjør en beskjeden andel av energibruken i hytter i dag. Av disse antar vi at de fornybare kildene pellets og solceller kan få økt betydning i fremtiden, uten at de i vesentlig grad vil endre utviklingstrekken skissert i slutten av artikkelen.

#### 2.1.2 Flere og større hytter

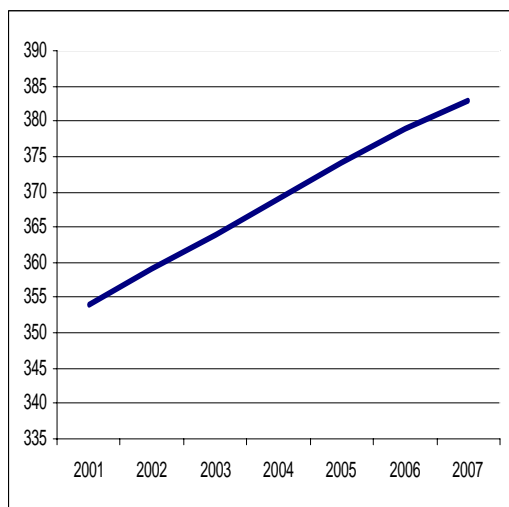
Det var registrert 383 112 hytter og sommerhus i Norge per januar 2007. Fra og med 2007 har Statistisk sentralbyrå (SSB) valgt å inkludere helårsboliger og våningshus som benyttes som fritidsbolig i statistikken over fritidsboliger. Det er registrert 27 927 slike bygninger, slik at samlet antall bygninger til fritidsformål i Norge per januar 2007 var 411 039. Vi har ikke inkludert denne endringen i vår videre analyse.

Oppland og Buskerud er de klart største hyttefylkene i Norge, begge med mer enn 40 000 hytter. Av kommunene har Ringsaker (6000), Trysil (5300) og Hol (4750) flest hytter.

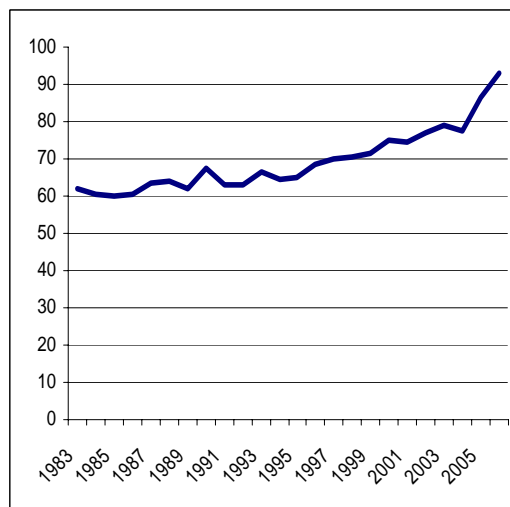


Figur 1 Antall hytter etter fylke, 2007. Kilde: SSB

Det har vært en jevn økning i antall hytter i Norge de siste årene, med en brutto tilvekst på om lag 5 000 hytter årlig. Dette tilsvarer en vekst på ca. 1 – 1,5 % årlig. Til sammenligning har brutto årlig boligtilvekst i Norge vært om lag 30 000 enheter, tilsvarende ca. 1,5 % årlig vekst. Utviklingen i antall hytter siden 2001 er vist i figur 2.



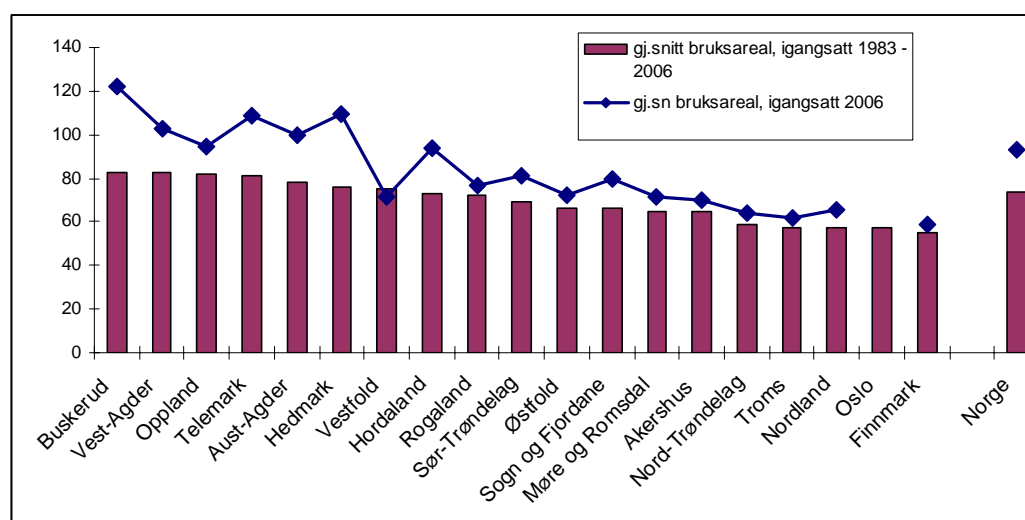
Figur 2 Antall hytter i Norge 2001 – 2007 (i 1000). Kilde: SSB



Figur 3 Utviklingen i gjennomsnittlig bruksareal i nye hytter, i m<sup>2</sup>. Kilde: SSB

Bruksareal pr hytte har endret seg over tid. Ser vi på bruksareal for nye<sup>11</sup> hytter har gjennomsnittet endret seg fra 60 m<sup>2</sup> i 1983 til nær 93 m<sup>2</sup> i 2006. Økningen i gjennomsnittlig bruksareal pr. hytte har vært mest markant de siste årene, som det fremgår tydelig av figur 3. Det foreligger ikke pålitelige arealtall for hytter eldre enn fra 1983, men vi antar at gjennomsnittlig areal for hytter bygget før 1983 er lavere enn 60 m<sup>2</sup>.

Det er betydelige forskjeller i fylkesvis gjennomsnittlig bruksareal for nye hytter. Figur 4 viser gjennomsnittlig bruksareal i nye hytter bygget i perioden 1983 – 2006 samt i nye hytter bygget i 2006. For nye hytter i Buskerud var gjennomsnittlig bruksareal mer enn 120 m<sup>2</sup> i 2006, hvilket er langt høyere enn gjennomsnittstallet for Finnmark som er 59 m<sup>2</sup>.



Figur 4. Gjennomsnittlig bruksareal i nye hytter sortert etter fylke, i m<sup>2</sup>. Kilde: SSB

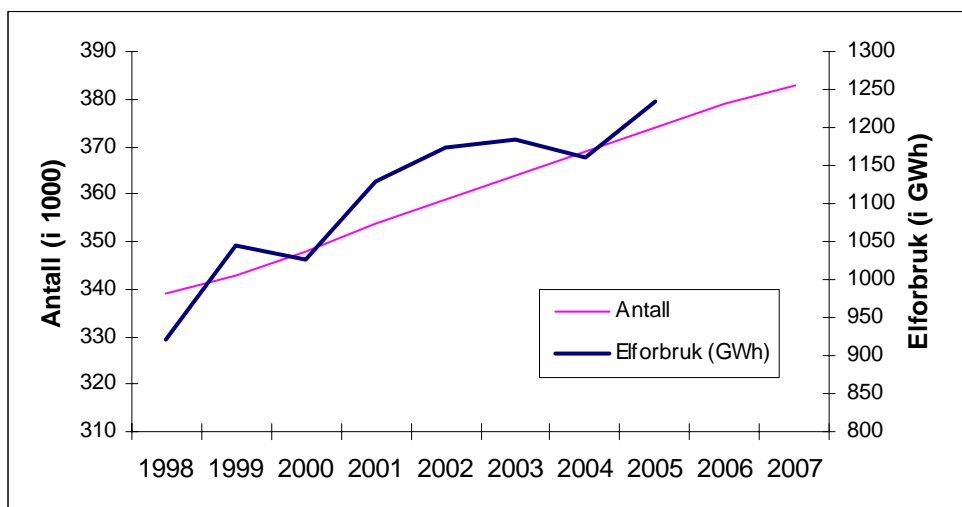
### 2.1.3 Økende elektrisitetsforbruk

I følge hytterapporten ”Energi- og miljøriktig fritids- og turistutbygging – Faglig sluttrapport” (Gurigard 2004) var det ca 230 000 hyttekunder med elektrisitet i 2001, hvilket utgjorde ca. 65 % av totalt antall hytter. Trolig har også mange av de 28 000 helårsboligene og våningshusene som nylig ble inkludert i statistikken over fritidsboliger lenge hatt et såkalt hytteabonnement for elektrisitet, slik at andelen hytter med innlagt strøm var noe lavere enn 65 % i 2001. Imidlertid har de aller fleste nye hytter bygget etter 2001 innlagt strøm i tillegg til at mange eldre hytter kobles til strømmettet. Vi antar derfor at andelen hytter med innlagt strøm kan være omlag 70 %.

Samlet elektrisitetsforbruk i hytter har økt fra 0,9 TWh i 1998 til mer enn 1,2 TWh i 2005, dvs. med 34 %. I samme periode økte antall hytter med 10 %. Det har altså vært en vesentlig sterkere økning i elektrisitetsforbruket i hyttene enn veksten i antall hytter skulle tilsi. At det nå bygges større hytter og at mange eldre hytter har lagt inn strøm de siste årene bidrar til økt forbruk. Forbruksøkningen skyldes trolig også forhold som at

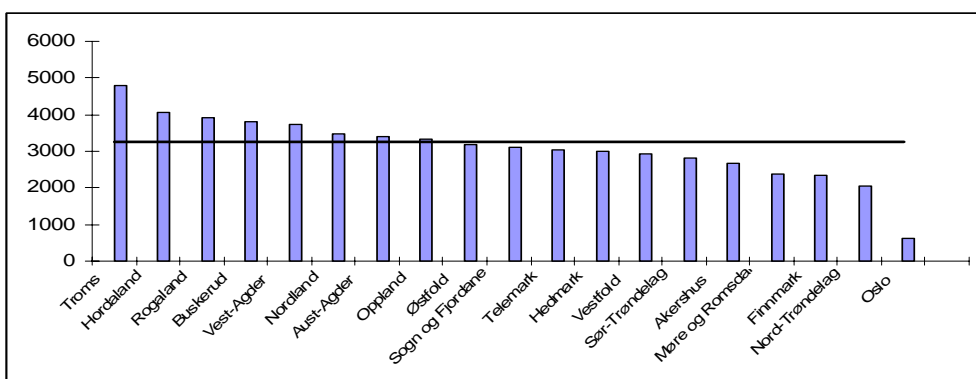
<sup>11</sup> Igangsatte hytter

nyere hytter har flere fasiliteter som trekker strøm, at de benyttes mer og at det i mange hytter står varme på hele vinteren.



Figur 5. Utviklingen i antall hytter og elforbruk i hytter. Kilde: SSB.

Ser vi på elektrisitetsforbruket pr. hytte finner vi at dette varierer betydelig mellom fylker og landsdeler. Gjennomsnittlig elektrisitetsforbruk pr. hytte i Troms var i 2005 på hele 4 800 kWh, mens det i Oslo var 600 kWh. Landsgjennomsnittet var 3 260 kWh, se figur 6.



Figur 6. Fylkesvis fordeling av elektrisitetsforbruk pr. hytte, 2005. Kilde: SSB

Dersom vi antar at andelen hytter med innlagt strøm er 70 %, finner vi at gjennomsnittlig elektrisitetsforbruk i disse hyttene var 4 660 kWh i 2005, en økning fra omlag 4 180 kWh i 1998. Til sammenligning er gjennomsnittsforbruket i norske boliger om lag 17 000 kWh, altså utgjør gjennomsnittlig forbruk i hytter med strøm nå mer enn ¼ av elektrisitetsforbruket i en gjennomsnittlig bolig.

Det foreligger ikke egne data over forbruket i nyere hytter. På fylkesnivå er det ingen tydelig sammenheng mellom stort bruksareal i nyere hytter og høyt elektrisitetsforbruk pr hytte. Imidlertid er det betydelig variasjon i elektrisitetsforbruk pr hytte når vi ser på kommunefordelt forbruk. Utover naturlige forskjeller mellom kommuner preget av sommerhytter og kommuner med fjellhytter, er det til dels store forskjeller mellom

hytteforbruk i kommuner med mange fjellhytter. Enkelte av kommunene med høyt hytteforbruk har hatt utbygginger med store hytter de senere årene, og har en stor andel hytter med strøm. Tabell 1 viser forbruket pr hytte for noen utvalgte ”hyttekommuner” i 2005. Som vi ser var gjennomsnittlig forbruk i Øyer (bl.a. Hafjell-området) 9000 kWh, mens tilsvarende i Ringebu var 3500 kWh.

Kommune	Antall hytter	Elforbruk hytter (GWh)	Gjennomsnittsförbruk (KWh)
Hvaler	4 300	16	3 721
Trysil	5 320	34,2	6 429
Ringebu	3 220	11,2	3 478
Øyer	1 875	17	9 067
Hol	4 751	40,7	8 567
Kragerø	3 336	12,2	3 657
Kvam	2 481	12,4	4 998
Oppdal	2 580	15,7	6 085

Tabell 1. Elforbruk pr hytte i utvalgte kommuner, 2005. Kilde: SSB

#### 2.1.4 Vedforbruket endelig kartlagt

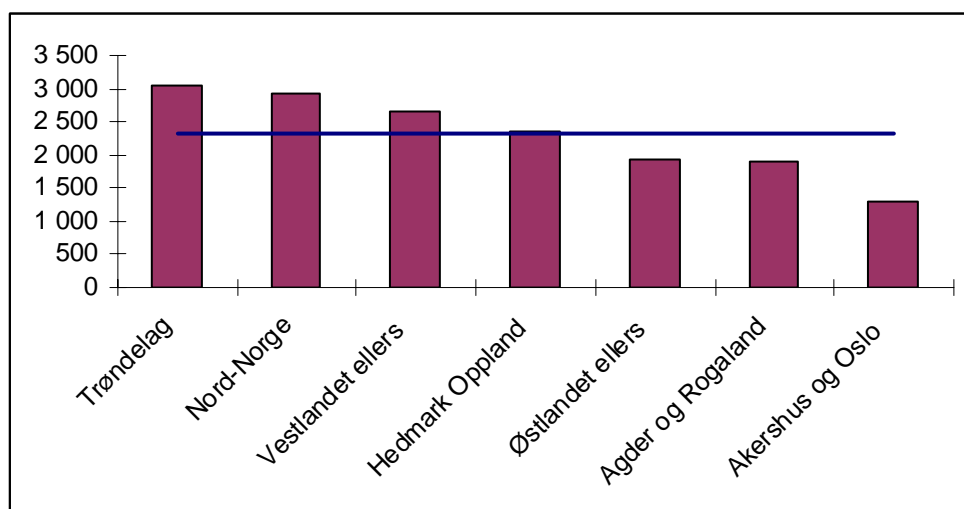
Omtrent tre av fire som benyttet fritidsbolig i 2006 fyrte med ved, ifølge en nylig undersøkelse utført av SSB<sup>12</sup>. Spørreundersøkelsen viser at energiinnholdet i ved benyttet i hytter var på nesten 0,9 TWh i 2006. Ved har en langt lavere virkningsgrad enn elektrisitet, avhengig av om den fyres i peis, gammel ovn eller ny, såkalt rentbrennende ovn. Virkningsgraden antas å være henholdsvis 15, 40 og 75 % for de tre ildstedstypene. Resultatene fra undersøkelsen viser at 31 prosent av hytteveden ble brent i nye ovner, 56 prosent i gamle ovner og 13 prosent i peis. Samlet nyttiggjort varme fra vedfyring i hytter utgjorde dermed ca. 0,4 TWh i 2006. I det videre har vi benyttet tall for energiinnhold, ikke korrigert for virkningsgrad. Det er ikke tidligere gjort undersøkelser av vedforbruk i hytter, tallene for 2006 er derfor de eneste tilgjengelige.

SSB-undersøkelsen gir ikke grunnlag for å fordele vedforbruk ned på fylkesnivå, men kun på grupper av fylker. Energitalle er beregnet via forbruk i antall kilo. Landsgjennomsnittet var på 2 300 kWh. Forbruket var størst i Trøndelagsfylkene med 3 000 kWh/hytte og lavest i Oslo og Akershus med 1 300 kWh/hytte. Dersom vi korrigerer for den andelen som faktisk fyrte med ved i hytte i 2006, øker gjennomsnittstallet for landet under ett til godt og vel 3 000 kWh og for Trøndelag til 4 000 kWh. I figur 7 er

<sup>12</sup> SSB-magasinet 27.03.2007, <http://www.ssb.no/vis/magasinet/miljo/art-2007-03-27-02.html>



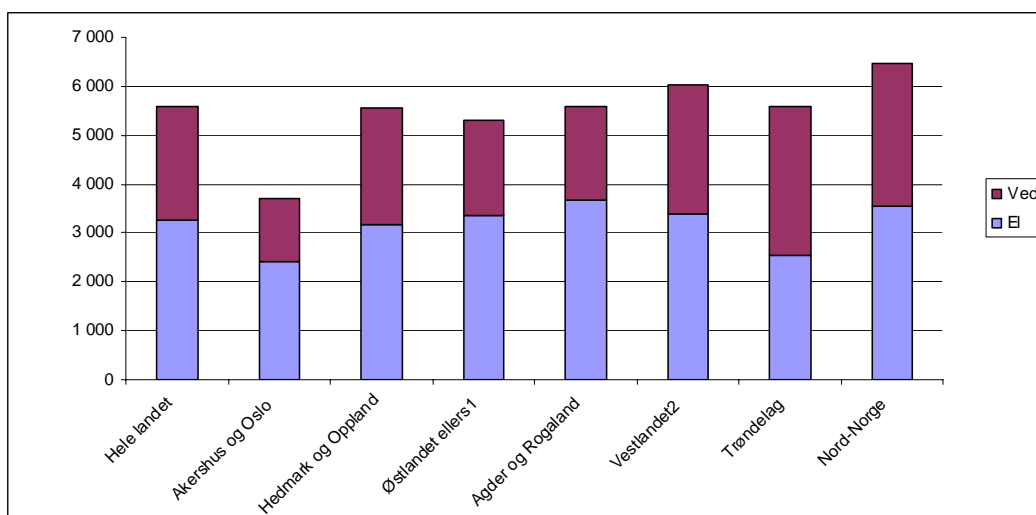
vedforbruket rangert etter forbruk pr. hytte (alle hytter), og landsgjennomsnittet vist ved den blå streken.



Figur 7. Vedforbruk pr. hytte 2006, regionvis og Norge (strek). Kilde: SSB-magasinet.

### 2.1.5 Samlet energibruk i hytter

Samlet forbruk i norske hytter basert på elstatistikk for 2005 og vedundersøkelse for 2006 er om lag 2,1 TWh. I hver hytte brukes om lag 5 600 kWh/år i gjennomsnitt. Forbruket er størst i Nord-Norge, der elektrisitet og ved summerer seg til nær 6 500 kWh. Det er naturlig nok store variasjoner mellom kommuner, ulike typer hytter, hytter med og uten strøm, samt etter størrelse og bruk av hytta.



Figur 8. Gjennomsnittlig forbruk av el og ved i hytter 2005/2006, regionvis. Kilde: SSB.

Dersom vi antar at gjennomsnittsarealet for norske hytter er 60 m<sup>2</sup>, betyr det et spesifikt forbruk (av elektrisitet og ved) på nær 100 kWh/m<sup>2</sup>/år.

## 2.1.6 Hvordan vil forbruket utvikle seg mot 2025?

Det er mange forhold som vil påvirke den videre energibruksutviklingen i hytter. Blant de viktigste er antall nye hytter, størrelsen på de nye hyttene, bruksmønster for hyttene og hvorvidt de har kontinuerlig oppvarming i vinterhalvåret. Det skjer også oppgradering av eksisterende hytter, med økt areal, tilkobling til strømmnett og økt bruk. Utviklingen i hyttemarkedet påvirkes i stor grad av utviklingen i husholdningenes økonomi, og energibruken i hytter vil i tillegg påvirkes av utviklingen i energipriser.

Økningen i antall hytter har vært om lag 5 000/år de siste ti årene, hvilket ikke er stort mer enn 1 % årlig. Det forventes fortsatt vekst i disponibel inntekt for husholdningene, men økningen i byggekostnadene kan dempe byggeaktiviteten. Det er usikkert hvorvidt hyttebyggingen vil tilta eller avta i årene som kommer. Nye hytter forventes å ha høy komfort og ha et annet bruksmønster enn det som tradisjonelt har vært vanlig for norske hytter. Hyttene blir stadig større, men det er ikke gitt at størrelsen på nye hytter vil øke slik tilfellet har vært de siste årene. Økt fokus på miljø og ressursbruk og en tendens til at stadig flere fritidsboliger bygges som leiligheter kan virke dempende på arealutviklingen. Selv om de fleste nye hytter omfattes av skjerpede krav til energibehov i tekniske forskrifter (TEK), vil trolig forbruket i nye hytter være høyere enn i eldre hytter fordi de vil ha kontinuerlig grunnoppvarming om vinteren.

Vi har ikke historiske tall for vedforbruket i hytter. Vi antar at forbruket har økt noe de siste årene, men ikke så mye som elektrisitetsforbruket. Selv om stadig flere hytter får innlagt strøm, antar vi likevel at de fleste fortsatt vil installere ovn bl.a. fordi dette er et viktig element i å skape ”hyttestemming”. Økt andel energieffektive ovner i hyttene vil isolert sett medføre redusert vedforbruk, men det er sannsynlig at dette også medfører økt bruk av ovnene. I en viss grad vil dette erstatte bruk av elektrisitet. Vi antar for enkelthets skyld at forholdet mellom elektrisitet og ved (eller andre, alternative energibærere) holder seg som i 2005/06, med 58 % elektrisitet og 42 % ved.

Med manglende data og kunnskap om forskjeller i energibruk mellom nye og gamle hytter og mellom hytter med og uten innlagt strøm velger vi å benytte mer generelle forklaringsvariable i fremskrivningen. Vi skisserer tre alternative fremskrivninger, hver bestemt av 4 ”drivere” (forutsetninger):

<b>Forutsetninger:</b>	<b>Antall nye hytter pr år</b>	<b>Gj.sn areal, nye hytter (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Energibruk pr. m<sup>2</sup>, nye hytter (kWh/år)</b>	<b>Årlig endring energi i (allerede) eksist. hytter</b>
<b>Alternativ:</b>				
Miljøfokus	4000	70	90	- 1 %
Basis	5000	90	100	0
Materiell velstand	8000	110	120	+ 1 %

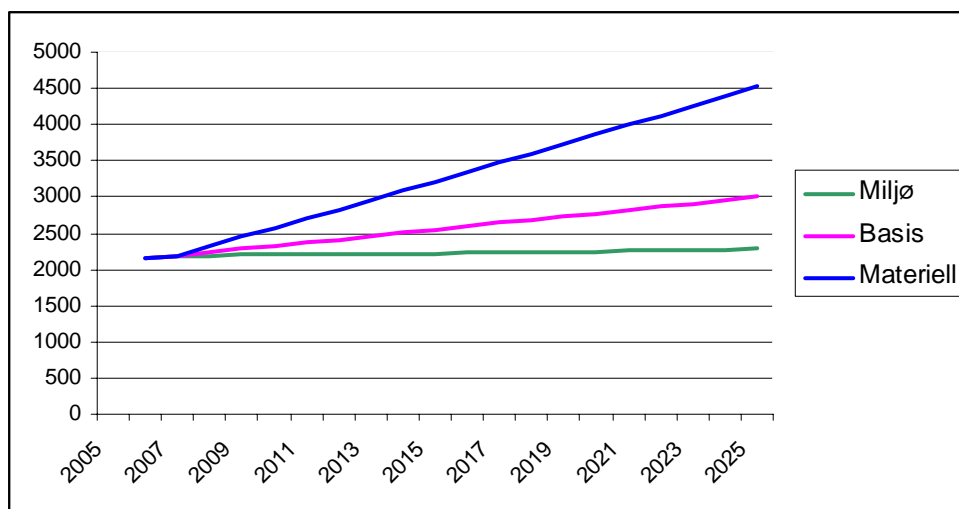
Tabell 2. Fremskrivningsalternativer og forutsetninger

Endringer i gjennomsnittlig areal og energibruk i nye hytter forutsettes å skje momentant. Endring i forbruk i eksisterende hytter skjer gradvis frem mot år 2025, som en prosentendring av foregående års forbruk i (allerede) eksisterende hytter. Endring fra 2005 til 2007 er basert på en økning på 5000 hytter pr år med gjennomsnittlig areal 95 m<sup>2</sup>, og et spesifikt forbruk på 100 kWh/m<sup>2</sup>/år.

Resultat av fremskrivningen viser at hytteforbruket i basisalternativet øker fra 2,1 TWh i 2005/06 til 3 TWh i år 2025, hvorav elektrisitetsforbruket øker fra 1,2 i 2005 til 1,7 TWh i år 2025. Dette innebærer en årlig økning i samlet forbruk av ved og el som ligger noe over den gjennomsnittlige økningen i elektrisitetsforbruket i perioden 1998 – 2005. Antall hytter i år 2025 vil i dette alternativet være 470 000, med et gjennomsnittlig forbruk av energi på 6340 kWh/år, opp fra dagens 5600 kWh.

I miljøalternativet er utviklingen tilnærmet flat, med et samlet forbruk på 2,3 TWh i år 2025. Det må åpenbart settes inn omfattende virkemidler for å virkeliggjøre en slik utvikling i hytteenergimarkedet.

I velstandsalternativet er det en betydelig økning i forbruket, som ender på hele 4,5 TWh i 2025. Dette alternativet innebærer mer enn en fordobling i energibruken fra dagens nivå, med en økning i antall hytter på ca. 40 %. Med den utviklingen vi har sett i hyttestørrelse og komfortstandard de siste årene, kombinert med økt bruk av slike hytter, anser vi alternativet som realistisk.



Figur 9. Alternative fremskrivninger av energibruk i hytter (GWh)

### **2.1.7 Konklusjon**

Energibruk i eldre norske hytter er relativt beskjeden, men et økende antall nye hytter med stort areal og høy komfort er i ferd med å endre bildet. Veksten så langt kan ikke sies å være dramatisk, men dersom den utviklingen vi har sett de siste årene tiltar, vil hyttesektoren bli en betydelig energibrukssektor fremover. Utviklingen i husholdningenes økonomi vil trolig være den viktigste bakenforliggende drivkraft i så måte. Dersom den økonomiske veksten fortsetter, vil sterke virkemidler være nødvendig om en ønsker å begrense veksten i energibruk i hytter.

#### **Kilder**

NVEs eRapp 2005

SSB magasinet 27.mars 2007 – “Nesten 200 000 tonn ved brukt i hytter”

Faglig sluttrapport – ”Energi- og miljøriktig fritids- og turistutbygging”, Kjell Gurigaard februar 2004

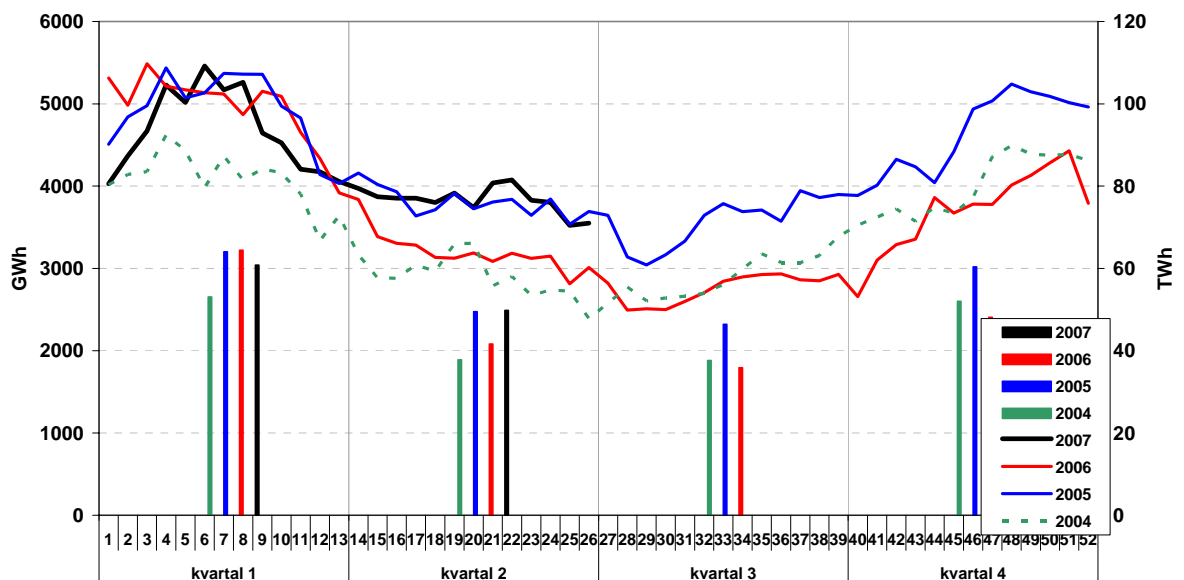
Div. bygnings- og energistatistikk, SSB

# 3 Vedlegg

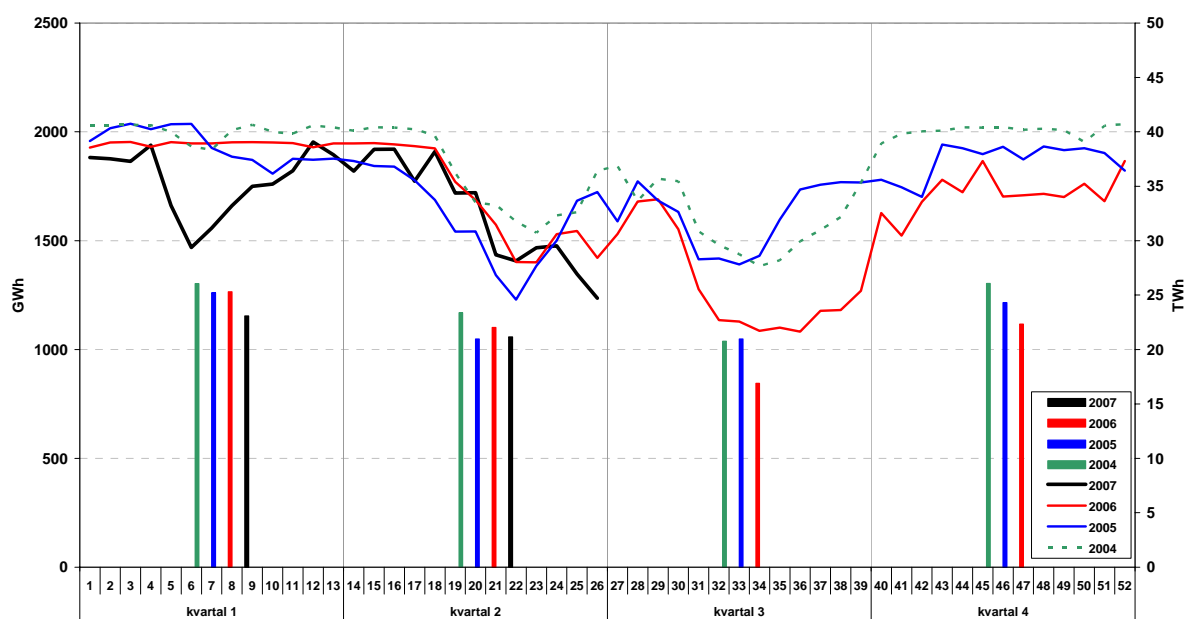
Tabell 3.1 Produksjon, forbruk og utveksling av elektrisk energi, GWh. Kilde: NVE

	Jan - Jun			Tolvmånedersperioder			Juni		
	2006	2007	Endring i %	Jul2005 t.o.m. Jun2006	Jul2006 t.o.m. Jun2007	Endring i %	2006	2007	Endring i %
Total produksjon	67714	66768	-1,4	134938	120717	-10,5	8531	9809	15,0
+ Import	4195	3660	-12,8	5665	9267	63,6	596	108	-81,9
- Eksport	5267	5773	9,6	13569	9453	-30,3	949	1452	53,0
= Brutto totalforbruk	66642	64655	-3,0	127034	120531	-5,1	8178	8465	3,5
- Elektrokjelforbruk	2208	2135	-3,3	4075	3440	-15,6	185	211	14,1
- Pumpeforbruk	241	837	247,3	921	1136	23,3	112	393	250,9
- Totale nettap	5308	5173	-2,5	10207	9461	-7,3	633	684	8,0
= Nettoforbruk	58885	56510	-4,0	111831	106494	-4,8	7248	7177	-1,0
Kraftintensiv industri	16014	15570	-2,8	32506	31012	-4,6	2551	2539	-0,5
Alminnelig forsyning	42871	40940	-4,5	79325	75482	-4,8	4697	4638	-1,2
Bruttoforbruk	63653	61071	-4,1	120738	114973	-4,8	7794	7717	-1,0
Kraftintensiv industri	16494	16037	-2,8	33481	31942	-4,6	2628	2615	-0,5
Alminnelig forsyning	47158	45034	-4,5	87257	83031	-4,8	5166	5102	-1,2
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	47392	47540	0,3	89460	89262	-0,2	5249	5371	2,3

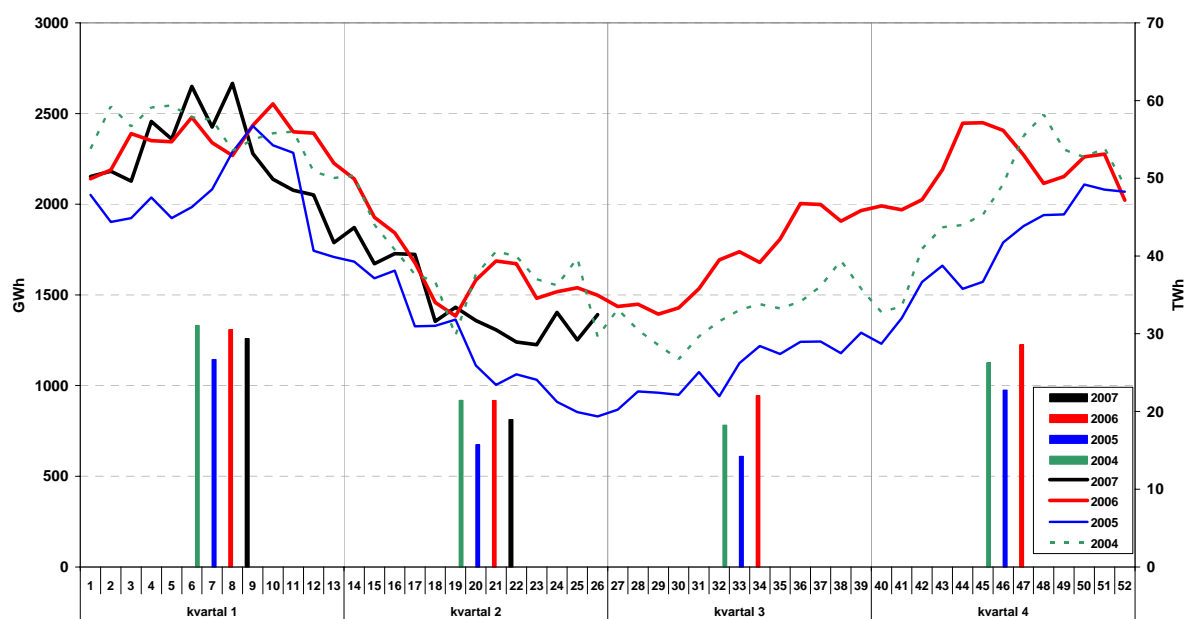
Figur 3.1 Nordisk vannkraftproduksjon, 2004 – 2007, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



**Figur 3.2 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2004 – 2007, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool**

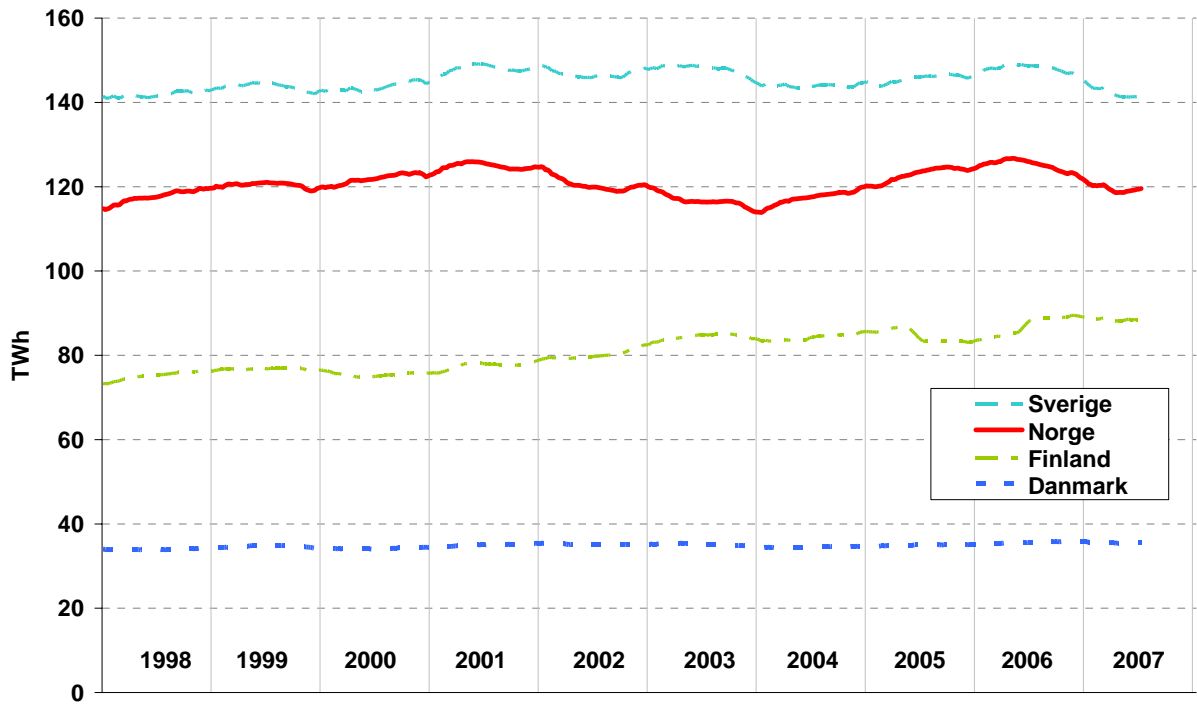


**Figur 3.3 Nordisk produksjon fra øvrige varmekraftverk, 2004 – 2007, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool**

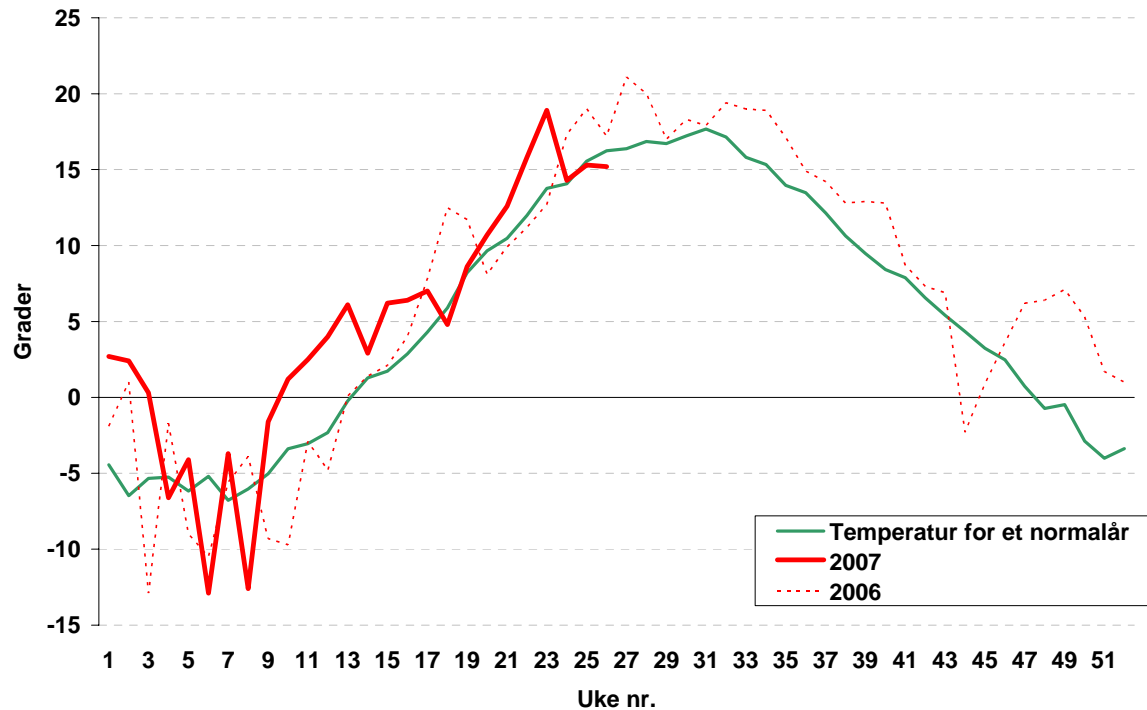


Figur 3.4 Forbruksutvikling i de nordiske landene siste 52 uker, 1998 – 2007, TWh. Kilde:

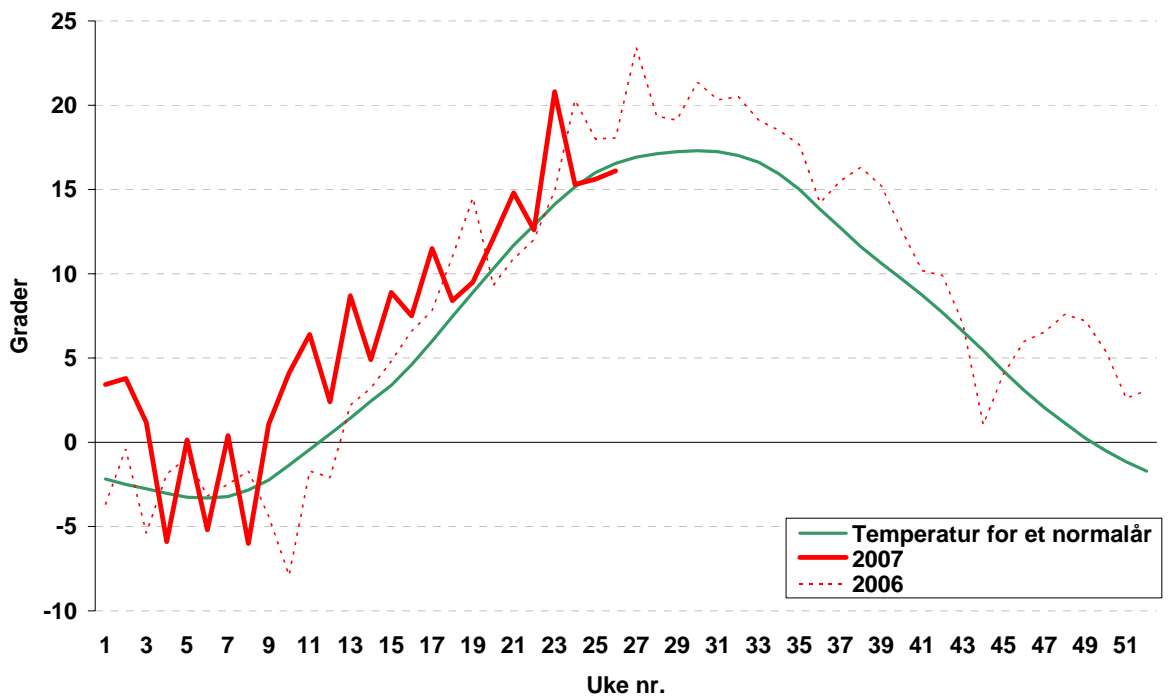
Nord Pool



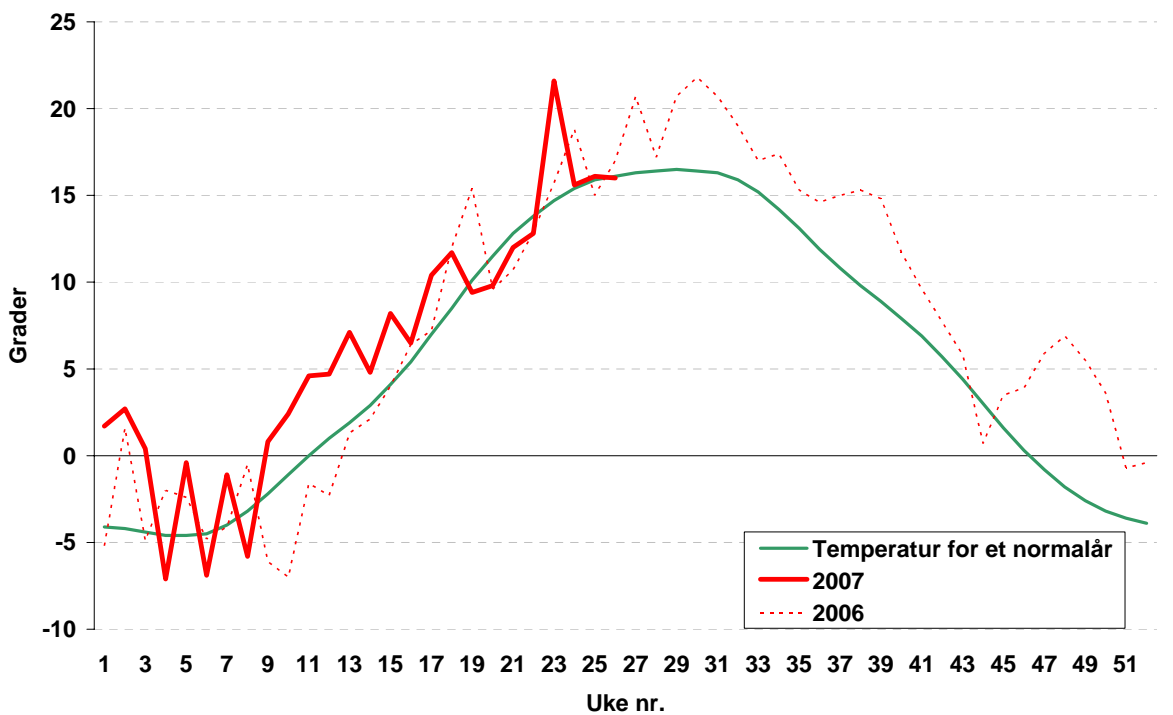
Figur 3.5 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2006 og 2007, Celsius. Kilde: Nord Pool



Figur 3.6 Temperaturutvikling - Stockholm, 2006 og 2007, Celsius. Kilde: Nord Pool



Figur 3.7 Temperaturutvikling - Oslo, 2006 og 2007, Celsius. Kilde: Nord Pool





Figur 3.8 Temperaturutvikling - København, 2006 og 2007, Celsius. Kilde: Nord Pool

