



# Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2004

*Tor Arnt Johnsen (red.)*

1  
2005

R  
A  
P  
P  
O  
R  
T



# **Kvartalsrapport for kraftmarkedet**

4. kvartal 2004

# Rapport nr 1/2005

## Kvartalsrapport for kraftmarkedet

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat  
**Redaktør:** Tor Arnt Johnsen  
**Forfatter:** Lars Olav Fosse, Christian J. Giswold, Erik Holmqvist, Olav Kolbeinstveit, Per Tore Jensen Lund, Nils Spjeldnæs

**Trykk:** NVEs hustrykkeri  
**Opplag:** 100  
**Forsidefoto:**  
**ISBN:** 82-410-0529-6

**Sammendrag:** I 2004 var tilsiget til det norske kraftsystemet om lag 120 TWh. Produksjonen av elektrisk kraft var 110 TWh eller 2,6 prosent høyere enn i 2003. Av dette var 109 TWh vannkraft. Det vil si at 11 TWh av det norske tilsiget ble brukt til å bygge opp magasinbefyllingen. I tillegg til at magasinbefyllingen ble normalisert gjennom fjerde kvartal 2004, var det ved nyttår mer snø enn normalt i Norge. Det betyr at dersom det kommer normalt med snø frem til våren, vil tilsiget fra snøsmelting til sommeren bli større enn i et normalår.

I Sverige økte kraftproduksjonen kraftig fra 2003 til 2004. I 2004 var produksjonen 146,8 TWh, og det er 15,3 TWh mer enn i 2003. To tredjedeler av produksjonsøkningen skyldes økt kjernekraftproduksjon, og det ble ny produksjonsrekord for svenske kjernekraftverk som i 2004 hadde høy tilgjengelighet og korte vedlikeholdsavbrudd.

Det norske årsforbruket av elektrisk kraft var 121,5 TWh i 2004. Det er en økning på over 6 TWh eller 5,5 prosent i forhold til 2003. Likevel var kraftforbruket i 2004 nær 4 TWh lavere enn i 2001. Av den norske forbruksøkningen skyldes over halvparten – 3,1 TWh – økt forbruk i kraftintensiv industri. Alminnelig forsynings forbruk økte med 2,3 TWh. Forbruket i elektrokjeler er prisfølsomt og var lavt i 2003, men lavere priser i 2004 førte til at kjelforbruket økte med 1,1 TWh.

Norge og Sverige opplever store svingninger i tilgangen av vannkraft, mens kraftsystemene i Danmark og Finland i større grad er basert på termisk kraft. Denne heterogeniteten i kraftproduksjonssystemene fører til utstrakt handel med kraft mellom de nordiske landene. Norges nettoimport av kraft var 11,5 TWh i 2004. Det er den høyeste norske nettoimporten som noen gang er observert. I 1996 som var et tørt år, var det til sammenligning en samlet norsk nettoimport på 9,0 TWh.

**Emneord:** Elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftsalg, tilsig, magasinbefylling, 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)

Januar 2005

# Innhold

Forord .....	4
Sammendrag .....	5
<b>1 Kraftmarkedet i fjerde kvartal og 2004 – høyere tilsig enn normalt og bedret magasinfylling .....</b>	<b>6</b>
1.1 Ressursgrunnlaget .....	8
1.1.1 Norge .....	8
1.1.2 Sverige .....	11
1.2 Magasinfylling .....	11
1.2.1 Normalfylling i de norske magasinene ved årsskiftet .....	11
1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland .....	12
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel .....	13
1.3.1 Norge – svak økning i produksjonen i 2004 .....	13
1.3.2 Det norske kraftforbruket – sterk oppgang .....	15
1.3.3 Nordisk kraftproduksjon – høy prod. fra kjernekraftverk .....	18
1.3.4 Nordisk kraftforbruk .....	25
1.3.5 Handel og kraftutveksling .....	29
1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet .....	38
1.4.1 Utviklingen i elspotmarkedet .....	38
1.4.2 Flaskehals .....	40
1.4.3 Terminpriser .....	42
1.5 Sluttbrukermarkedet .....	44
1.5.1 Priser og prisutvikling .....	44
1.5.2 Leverandørbytter .....	47
1.5.3 Kontraktvalg .....	47
1.5.4 Nettleie til husholdningskunder .....	48
1.5.5 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft .....	49
1.5.6 Sammenlikning av ulike kontraktstyper .....	51
1.5.7 Forskjeller mellom kontraktstyper og mellom leverandører .....	51
1.6 Utsikter for fremtidig kraftproduksjon .....	52
<b>2 Temaartikkel .....</b>	<b>53</b>
2.1 Bør myndighetene pålegge timemåling/toveiskommunikasjon også for mindre forbrukere? .....	53
2.1.1 Timemåling og toveiskommunikasjon i dag .....	53
2.1.2 Nettselskapenes kostnader og nytteverdier ved toveiskommunikasjon .....	55
2.1.3 Samfunnets nytteverdier .....	57
2.1.4 Konklusjon: Hvilke tiltak kan være aktuelle for myndighetene? .....	59
<b>3 Figur og tabellvedlegg .....</b>	<b>61</b>

# Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i fjerde kvartal 2004. Rapporten omtaler også årstallene for 2004. Denne publikasjonen utarbeides hvert kvartal, og dette er fjerde utgave. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 2-4 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i slutten av april 2005.

I kvartalsrapporten dokumenteres og kommenteres kraftmarkedsutviklingen i kvartalet og året som har gått. 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. På grunn av at denne utgaven også oppsummerer året 2004 presenteres det imidlertid bare en temaartikkel i dette nummeret. Den diskuterer hvorvidt det vil være fornuftig å pålegge ytterligere krav til installering av timemålere og toveiskommunikasjon i det norske kraftmarkedet. I artikkelen som er skrevet av rådgiver Asle Tjeldflåt, konkluderes det med at kostnadene ved et slikt pålegg også for mindre kunder foreløpig er for høye.

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

Oslo, 27. januar 2005



Marit Lundteigen Fossdal  
avdelingsdirektør

# Sammendrag

I 2004 var tilsiget til det norske kraftsystemet om lag 120 TWh. Produksjonen av elektrisk kraft var 110 TWh eller 2,6 prosent høyere enn i 2003. Av dette var 109 TWh vannkraft. Det vil si at 11 TWh av det norske tilsiget ble brukt til å bygge opp magasinbefyllingen. I tillegg til at magasinbefyllingen ble normalisert gjennom fjerde kvartal 2004, var det ved nyttår mer snø enn normalt i Norge. Det betyr at dersom det kommer normalt med snø frem til våren, vil tilsiget fra snøsmelting til sommeren bli større enn i et normalår.

I Sverige økte kraftproduksjonen kraftig fra 2003 til 2004. I 2004 var produksjonen 146,8 TWh, og det er 15,3 TWh mer enn i 2003. To tredjedeler av produksjonsøkningen skyldes økt kjernekraftproduksjon, og det ble ny produksjonsrekord for svenske kjernekraftverk som i 2004 hadde høy tilgjengelighet og korte vedlikeholdsavbrudd.

Det norske årsforbruket av elektrisk kraft var 121,5 TWh i 2004. Det er en økning på over 6 TWh eller 5,5 prosent i forhold til 2003. Likevel var kraftforbruket i 2004 nær 4 TWh lavere enn i 2001. Av den norske forbruksøkningen skyldes over halvparten – 3,1 TWh – økt forbruk i kraftintensiv industri. Alminnelig forsyningsforbruk økte med 2,3 TWh. Forbruket i elektrokjeler er prisfølsomt og var lavt i 2003, men lavere priser i 2004 førte til at kjelforbruket økte med 1,1 TWh.

Norge og Sverige opplever store svingninger i tilgangen av vannkraft, mens kraftsystemene i Danmark og Finland i større grad er basert på termisk kraft. Denne heterogeniteten i kraftproduksjonssystemene fører til utstrakt handel med kraft mellom de nordiske landene. Norges nettoimport av kraft var 11,5 TWh i 2004. Det er den høyeste norske nettoimporten som noen gang er observert. I 1996 som var et tørt år, var det til sammenligning en samlet norsk nettoimport på 9,0 TWh.

Gjennomsnittlig systempris på kraftbørsen Nord Pool, ble 242 kr/MWh i 2004. Det er en nedgang på 48 kr fra 2003. I Sør-Norge var prisen 246 kr/MWh, mens Midt- og Nord-Norge hadde en pris på 244 kr/MWh. Den svenske elspotprisen var 235 kr/MWh i 2004. Ved utgangen av 2004 ble det notert elspotpriser under 200 kr/MWh, og prisnedgangen har fortsatt de første ukene av 2005. Terminprisene for fremtidige kraftleveranser antyder lave priser gjennom sommeren 2005, mens prisene for vinteren 2005/2006 og årene 2006 og 2007 antyder priser rett i overkant av 200 kr/MWh.

I løpet av 2004 har NVE gitt konsesjon for vind- og vannkraftprosjekter med en samlet produksjonskapasitet på 2,2 TWh. NVE har for tiden en betydelig mengde vann- og vindkraftprosjekter under behandling. I tillegg er fire nye gasskraftprosjekter med samlet produksjonsevne på over 17 TWh under behandling. Pågangen viser at det for tiden er interesse for å planlegge nyinvesteringer. Statnett SF og den nederlandske systemoperatøren TenneT fikk rett før årsskiftet konsesjon for etablering av en 700 MW overføringskabel mellom Norge og Nederland. Kabelen skal settes i drift før årsskiftet 2007/2008. Den åpner veien til nye markeder for norsk kraft, og den øker Norges importmuligheter i perioder med knapp krafttilgang.

# 1 Kraftmarkedet i fjerde kvartal og 2004 – høyere tilsig enn normalt og bedret magasinbefylling

Tilsiget av vann til landets kraftmagasiner var 20 prosent høyere enn normalt i fjerde kvartal 2004. I Sverige var tilsiget i fjerde kvartal mer enn 25 prosent større enn normalt. Den gode ressurstilgangen har sammen med lav magasinbefylling ved inngangen til kvartalet og høy import, ført til at det har blitt tappet mindre fra vannmagasinene enn i et normalår. Den norske fyllingsgraden som var om lag 10 prosent lavere enn medianen ved inngangen til fjerde kvartal, var ved utgangen av 2004 høyere enn normalnivået. For Sveriges vedkommende var magasinene ved inngangen til fjerde kvartal om lag 3 prosent lavere enn normalt, mens de ved utgangen av kvartalet var oppe på normalnivå. I tillegg til at magasinbefyllingen er normalisert, var det ved nyttår mer snø enn normalt i Norge. Det betyr at dersom det kommer normalt med snø frem til våren, vil tilsiget fra snøsmelting til sommeren bli større enn i et normalår.

I sum for året 2004 var tilsiget til det norske kraftsystemet om lag 120 TWh. Produksjonen av elektrisk kraft var 110 TWh i 2004 eller 2,6 prosent høyere enn i 2003. Av dette var 109 TWh vannkraft, mens det resterende var vindkraft og kraftproduksjon fra forbrenningsanlegg. Det vil si at 11 TWh av det norske tilsiget ble brukt til å bygge opp magasinbefyllingen. I Sverige økte kraftproduksjonen kraftig fra 2003 til 2004. I 2004 var produksjonen 146,8 TWh, og det er 15,3 TWh mer enn i 2003. To tredjedeler av produksjonsøkningen skyldes økt kjernekraftproduksjon, og det ble ny produksjonsrekord for svenske kjernekraftverk som i 2004 hadde høy tilgjengelighet og korte vedlikeholdsavbrudd. Også i Finland økte kraftproduksjonen, og i 2004 ble det produsert 81 TWh eller 1,6 TWh mer enn i 2003. Danmark var det eneste landet som produserte mindre kraft i 2004 enn i 2003. Den danske produksjonen falt med 5,6 TWh fra 2003 til 37,6 TWh i 2004.

Det norske årsforbruket av elektrisk kraft var 121,5 TWh i 2004. Det er en økning på over 6 TWh eller 5,5 prosent i forhold til 2003. Likevel var kraftforbruket i 2004 nær 4 TWh lavere enn i 2001. Forbruket i 2004 var rundt 2 TWh høyere enn midlere årsproduksjon. Av den norske forbruksøkningen skyldes over halvparten – 3,1 TWh – økt forbruk i kraftintensiv industri. Årsaken til oppgangen er blant annet gode konjunkturer og økt forbruk i det nye aluminiumsverket på Sunndalsøra. Alminnelig forsynings forbruk økte med 2,3 TWh. Forbruket i elektrokjeler er prisfølsomt og var lavt i 2003, men lavere priser i 2004 førte til at kjelforbruket økte med 1,1 TWh. Forbruksøkningene fra 2003 til 2004 må sees i lys av nedgangen i forbruket som ble observert i 2003. Variasjonen i forbruket er betydelig, og den bidrar til å avhjelpe knappheten når tilgangen svikter som høsten 2002.

Det svenske kraftforbruket var 145 TWh i 2004, og det er bare 0,5 TWh høyere enn forbruket i 2003. Årsaken til den beskjedne svenske veksten kan blant annet være at svenske sluttbrukere i større grad har valgt fastpriskontrakt enn i Norge. Dermed sto mange svenske forbrukere overfor høye kraftpriser også i store deler av 2004. I Norge slår engrosprisene langt raskere i gjennom i sluttbrukerprisene som dermed falt fra 2003

til 2004. Det danske forbruket av elektrisitet ble 34,8 TWh i 2004. Danskenes forbruk endres i liten grad fra år til år, og forbruket har siden 1997 variert mellom 34,2 og 35,4 TWh. Det finske kraftforbruket har økt jevnt de seneste årene. I 1997 var forbruket i overkant av 73 TWh, mens det i 2004 endte på 85,7 TWh.

Norge og Sverige opplever store svingninger i tilgangen av vannkraft, mens kraftsystemene i Danmark og Finland i større grad er basert på termisk kraft. Denne heterogeniteten i kraftproduksjonssystemene fører til utstrakt handel med kraft mellom de nordiske landene. Norges nettoimport av kraft var 11,5 TWh i 2004. Det er den høyeste norske nettoimporten som noen gang er observert. I 1996 som var et tørt år, var det til sammenligning en norsk nettoimport på 9,0 TWh. Sverige hadde en nettoeksport på 1,8 TWh i 2004. Dette står i sterk kontrast til Sveriges nettoimport på 13 TWh i 2003. Dette gjenspeiler den økte kjernekraftproduksjonen og det faktum at Sveriges vannkraftmagasiner normaliserte seg raskere enn i Norge. Finland hadde en nettoimport på 5 TWh i 2004, mens Danmark eksporterte 2,9 TWh. Norden har overføringslinjer til Russland, Polen og Tyskland. I sum var den nordiske kraftimporten 11,7 TWh i 2004. Bak dette tallet skjuler det seg en nettoimport på 13,5 TWh fra Russland og Polen, mens Norden i sum eksporterte 1,8 TWh til Tyskland. Den norske og nordiske nettoimporten var dermed i samme størrelsesorden. Dette må ikke tolkes som at økt krafttilgang i Norge ville gi redusert nordisk import fra Russland og Polen. Spesielt importen fra Russland (11,1 TWh i 2004) har de siste årene holdt seg stabil på et høyt nivå, og flyten ser ut til å være lite påvirket av balanse og priser i Norden. Økt norsk krafttilgang vil først og fremst kunne få følger for produksjon og forbruk i de andre nordiske landene. Krafthandelen mot Tyskland er ofte preget av full utnyttelse av overføringskapasiteten, slik at hendelser i det nordiske markedet kun ville få konsekvenser for kraftflyten i noen få timer pr. døgn.

I fjerde kvartal 2004 var Nord Pools systempris i gjennomsnitt 226 kr/MWh. Det er 55 kr/MWh lavere enn i fjerde kvartal 2003 og 138 kr lavere enn i fjerde kvartal 2002. Prisene var høyest i Norge med et snitt på 229 kr/MWh, mens for eksempel den svenske gjennomsnittsprisen var 218 kr/MWh. Til sammenligning var prisen ved den tyske kraftbørsen EEX 244 kr/MWh i fjerde kvartal. Gjennomsnittlig systempris ble 242 kr/MWh når vi ser på hele 2004. Det er en nedgang på 48 kr fra 2003. I Sør-Norge var prisen 246 kr/MWh, mens Midt- og Nord-Norge hadde en pris på 244 kr/MWh. Den svenske elspotprisen var 235 kr/MWh i 2004. Ved utgangen av 2004 ble det notert elspotpriser under 200 kr/MWh, og prisnedgangen har fortsatt de første ukene av 2005. Terminprisene for fremtidige kraftleveranser antyder lave priser gjennom sommeren 2005, mens prisene for vinteren 2005/2006 og årene 2006 og 2007 antyder priser rett i overkant av 200 kr/MWh.

Utviklingen i de norske sluttbrukerprisene har i stor grad gjenspeilet engrosprisendringene. Prisspredningen mellom leverandørene har vært stabil gjennom 4. kvartal, og antall leverandørskifter har vært i overkant av 50.000 i fjerde kvartal. Dette er på linje med det antall leverandørskifter som ble registrert i andre og tredje kvartal, mens det er mer enn en halvering i forhold til fjerde kvartal 2003. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en norsk husholdningskunde med forbruk 20.000 kWh pr. år var 15 265 kroner i 2004 ved standard variabel kontrakt. Det er en nedgang på mer enn 20 prosent fra



2003. For en kunde med markedskontrakt (spotpris med påslag 2,5 øre/kWh) var tilsvarende årsutgift 14 571 kroner per år. Det er en reduksjon på 14,5 prosent fra 2003.

Ved inngangen til 2004 var 1,2 TWh vannkraft under bygging, mens 1,4 TWh hadde fått konsesjon. Med disse prosjektene i drift vil den norske middelproduksjonen øke til 121 TWh. I løpet av 2004 har NVE gitt konsesjon for vind- og vannkraftprosjekter med en samlet produksjonskapasitet på 2,2 TWh. I tillegg er det tidligere gitt konsesjon til tre gasskraftverk med samlet produksjonsevne på 12,5 TWh. NVE har for tiden en betydelig mengde vann- og vindkraftprosjekter til behandling. I tillegg er fire nye gasskraftprosjekter med samlet produksjonsevne på over 17 TWh under behandling. Pågangen viser at det for tiden er betydelig interesse for nyinvesteringer blant markedsaktørene. Statnett SF og den nederlandske systemoperatøren TenneT fikk rett før årsskiftet konsesjon for etablering av en 700 MW overføringskabel mellom Norge og Nederland. Kabelen skal settes i drift før årsskiftet 2007/2008. Den åpner veien til nye markeder for norsk kraft, og den øker Norges importmuligheter i perioder med knapp krafttilgang.

## 1.1 Ressursgrunnlaget

### 1.1.1 Norge

I fjerde kvartal 2004 var det nyttbare tilsiget 25 TWh eller 4 TWh mer enn normalt. Det er 8 TWh mer enn i fjerde kvartal i 2003 og 16 TWh mer enn i 2002 da det var en svært tørr høst. Tilsiget de tre første kvartalene var 2 TWh lavere enn normalt. Den nedbørrike og milde avslutningen på 2004 bidro til et tilsig litt over normalt for året sett under ett.

Tilsig TWh	4. kv. 2004	Endring fra 4. kv. 2003	Normal tilsig 4. kvartal	2004	Endring fra 2003	Normalt års-tilsig
Norge	25	+ 47 %	21	120	+ 7 %	118
Sverige	13	+ 50 %	10	65	+20 %	63

Det nyttbare tilsiget i 2004 (uke 1-52) er beregnet til 120 TWh. Det er 2 TWh mer enn normalt, og 8 TWh mer enn i 2003. De to siste årene (2003 – 2004) har tilsiget vært 232 TWh. Det er 4 TWh mindre enn normalt.

Mye nedbør de to siste månedene i 2004 medførte at ”nedbørunderskuddet” fra tidligere i år ble mer enn dekket opp. Omregnet i nedbørenergi kom det i fjerde kvartal omkring 42 TWh, eller 25 prosent mer nedbør enn normalt. For januar til desember er sum nedbørenergi beregnet til 124 TWh eller 6 TWh mer enn normalt. Forskjellen mellom nedbørenergi og tilsig skyldes bl.a. at en del energi er lagret som snø.

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. Tilsiget i starten av året var omkring det normale. En svært varm april måned, faktisk den varmeste siden Meteorologisk institutt startet målinger i 1867, ga tidlig snøsmelting og høye tilsig. Også

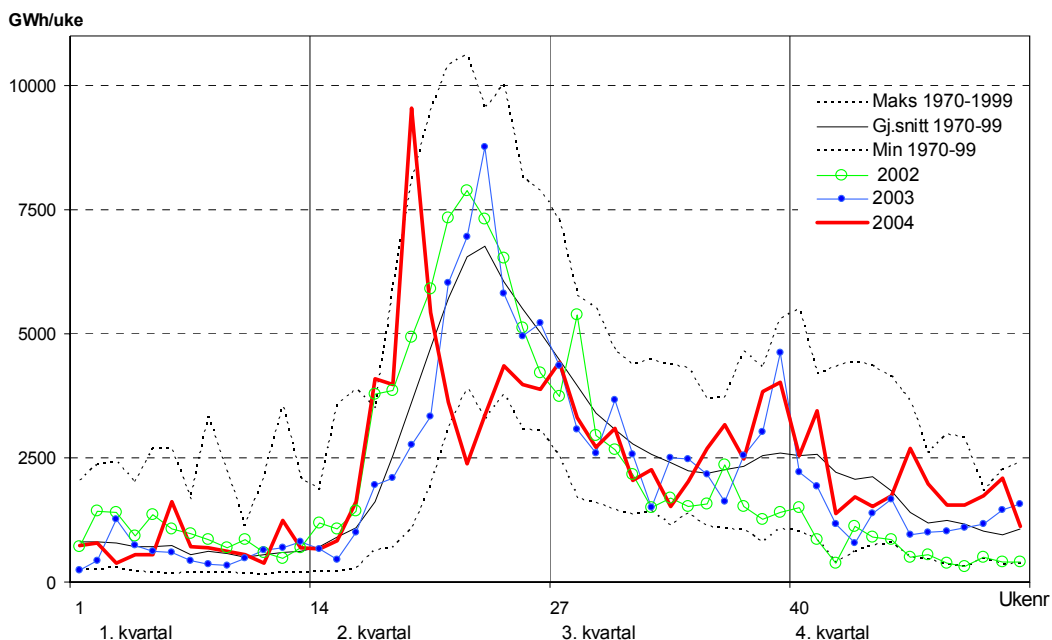
starten av mai var svært varm. Samtidig kom det mye nedbør flere steder i Sør-Norge. Dette førte til flomvannføringer i en rekke vassdrag, og i for eksempel Hallingdalselva ble vannføringen den største siden vassdraget ble regulert på 1940-tallet.

Snøsmelting og tilsig kulminerte i begynnelsen av mai (uke 19) med 9,5 TWh. Det er det største beregnede tilsig for uke 19 siden 1934 da tilsiget var drøyt 10 TWh. Tre uker senere (uke 22) var derimot tilsiget rekordlavt tilsig med kun 2,4 TWh. Det er 0,8 TWh mindre enn tidligere beregnet minimumsverdi. Dette skyldes både forutgående høy snøsmelting, slik at store arealer var snøfrie, og omslag til kaldere vær over hele landet. I tillegg kom det lite nedbør i uke 22. Tilsigsberegningene går tilbake til 1931.

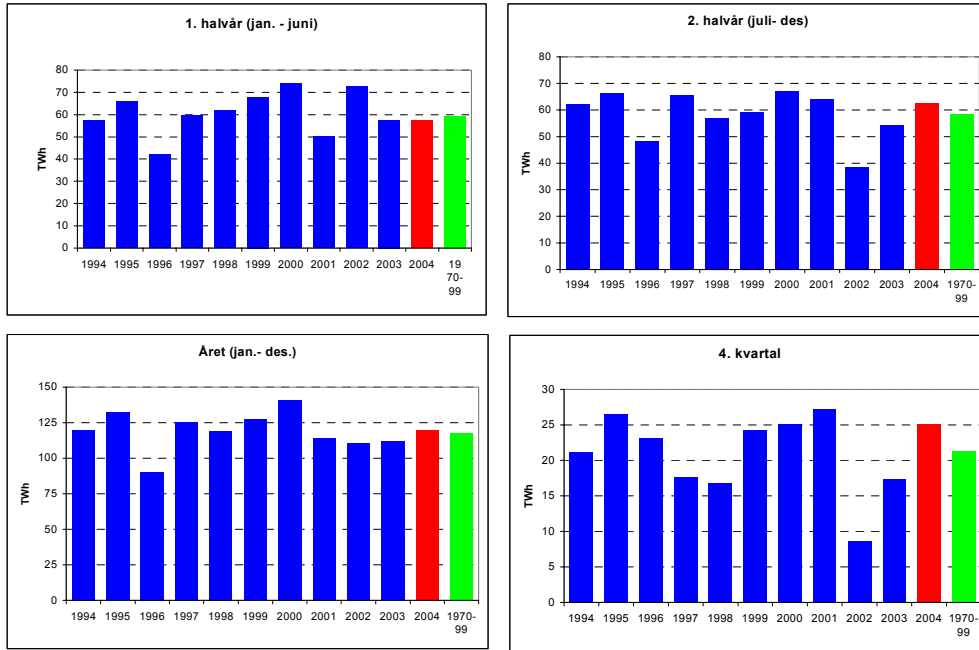
Også videre utover sommeren var tilsiget under normalt. Årsaken var først og fremst den tidlige snøsmeltingen, men også at det kom mindre nedbør enn normalt. Det medførte for eksempel at i Gudbrandsdalslågen ble middelvannføringen i juni den laveste siden målingene startet i 1896, og vannføringen i juli ble blant de 10 laveste.

Perioden fra slutten av august til starten av oktober (uke 35-41) fikk mye nedbør og tilsig over normalt. Særlig september var fuktig, spesielt i Midt-Norge hvor det kom opp mot tre ganger normal månedsnedbør. For oktober som helhet ble tilsiget mindre enn normalt (90 prosent). Det skyldes lite nedbør på Vestlandet og i Midt- og Nord-Norge. Deler av disse områdene fikk en av de tørreste oktobermånedene siste 50 år. I november og desember fikk imidlertid mange av disse områdene betydelig mer nedbør enn normalt, mens det på store deler av Østlandet kom mindre nedbør enn normalt. I løpet av de siste 100 år er november 2004 den mest nedbørrike i deler av Oppland, Trøndelag og Møre, mens desember 2004 er den mest nedbørrike i Hordaland. Nyttbart tilsig i november og desember var mellom 140 og 150 prosent av det normale.

**Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig for Norge i 2002, 2003 og 2004. GWh/ uke. Kilde: NVE og Nord Pool.**

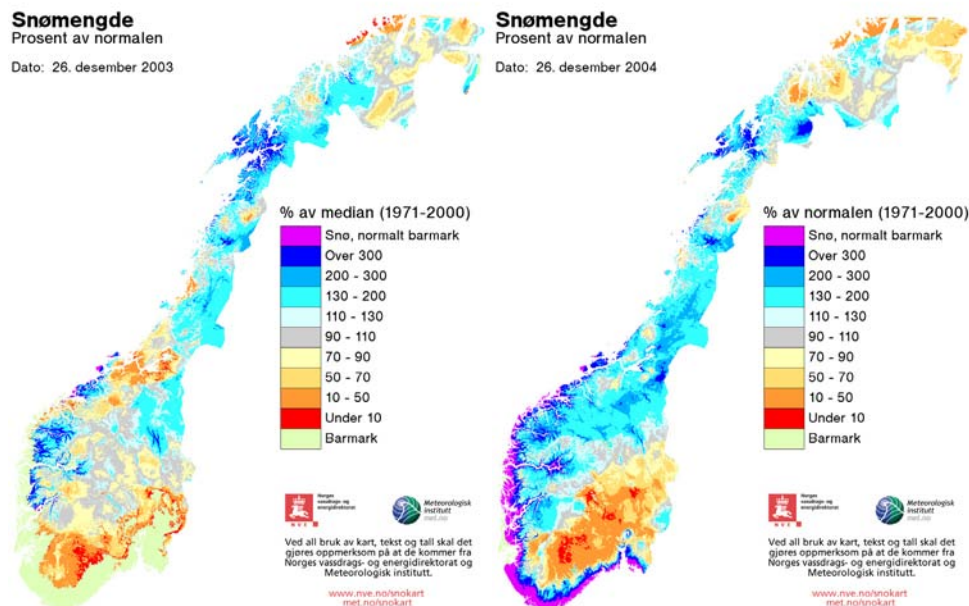


Figur 1.1.2 Nyttbart tilsig for ulike tidsperioder, 1994-2004. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool.



Middeltemperaturen for Norge var 1,4 grader over normalen i fjerde kvartal 2004. Både i oktober og november var temperaturen mange steder omkring normalen. Desember ble imidlertid svært mild over hele landet med de største avvikene i Finnmark med temperaturer 6 – 8 grader over normalt. Høye temperaturer i desember bidro til tilsig over normalt ved at en god del av nedbøren falt som regn og ikke som snø. Likevel kom det nok nedbør til at også beregnet snømagasin for landets kraftverksområder ved utgangen av fjerde kvartal var godt over normalt.

Figur 1.1.3 Beregnet snømengde ved utgangen av fjerde kvartal 2003 (venstre) og 2004 (høyre) i prosent av normalt. Kilde: NVE og Meteorologisk institutt



Snøkartet fra 26. desember 2004 viser at det da var mer snø enn normalt på Vestlandet og i Midt- og Nord-Norge. Kartet gir et beregnet snømagasin for det norske vannkraftsystemet på nesten 20 prosent mer enn det normale. På samme tid i 2003 var snømagasinet nesten 10 prosent under normalt. Forskjellen i snømagasin mellom de to årene utgjør et energipotensial på mellom 5 og 10 TWh.

### 1.1.2 Sverige

Det svenske tilsiget var 13,2 TWh i fjerde kvartal 2004. Det er 2,8 TWh mer enn normalt, 4,4 TWh mer enn i samme periode i 2003 og 8,9 TWh høyere enn i 2002.

I 2004 (uke 1-52) var det svenske tilsiget vel 65 TWh. Det er 2,5 TWh mer enn normalt og nesten 11 TWh mer enn i 2003. De siste to årene (2003-2004) har tilsiget vært i underkant av 120 TWh eller knapt 6 TWh mindre enn normalt.

## 1.2 Magasinfylling

### 1.2.1 Normalfylling i de norske magasinene ved årsskiftet

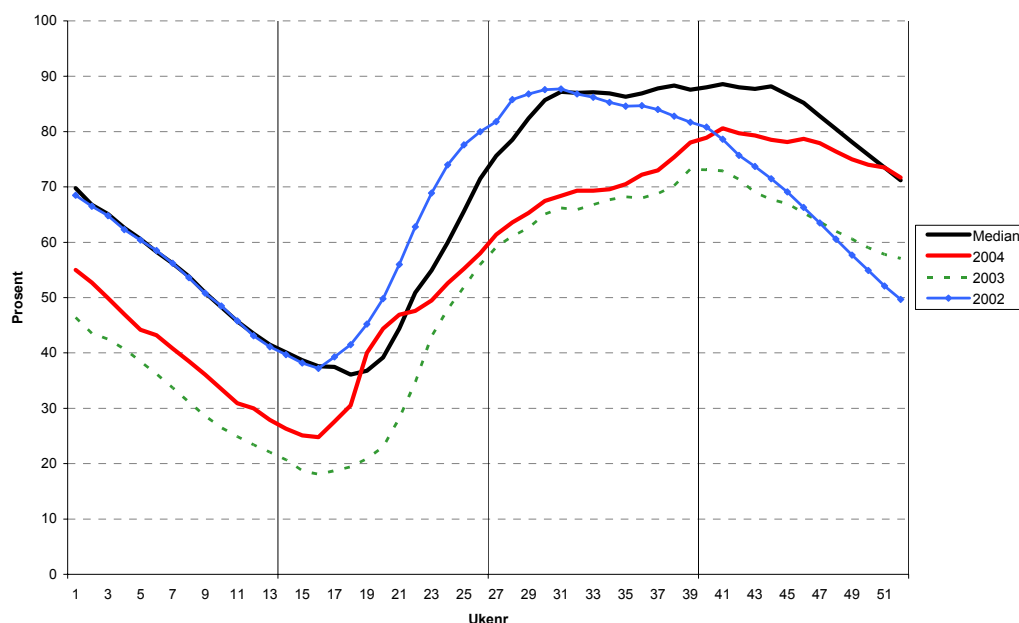
Ved inngangen til 2004 var fyllingsgraden i norske vannmagasiner 14,8 prosentpoeng lavere enn normalt<sup>1</sup> for årstiden. En mild vinter med tilsig over det normale og høy import av elektrisitet, førte til mindre tapping fra magasinene enn normalt frem mot våren. Årets laveste fyllingsgrad inntraff 19. april med 24,8 prosent. Tidlig snøsmelting i hele landet ga høye tilsig i april og i begynnelsen av mai. Dette førte til at fyllingsgraden passerte medianverdien i midten av mai.

Magasinfylling	Fyllingsgrad utgangen av 2003	Fyllingsgrad utgangen av 2004	Magasin-kapasitet TWh
Norge	57,1 %	71,7 %	84,3
Sverige	48,9 %	66,6 %	33,8
Finland	54,6 %	67,2 %	5,5

Resten av sommeren var tilsiget mindre enn normalt, slik at magasinfyllingen igjen ble liggende under normalen. Årets høyeste fyllingsgrad ble registrert 11. oktober med 80,6 prosent, eller 8 prosentpoeng lavere enn normalt. Rikelig tilsig og høy import i årets to siste måneder førte til at magasinene på slutten av året kom opp på et normalt nivå, til tross for økt forbruk. Den vannmengden som er lagret i magasinene ved utgangen av 2004 er vel 12 TWh større enn til samme tid ett år tidligere.

<sup>1</sup> Median for perioden 1990-2003

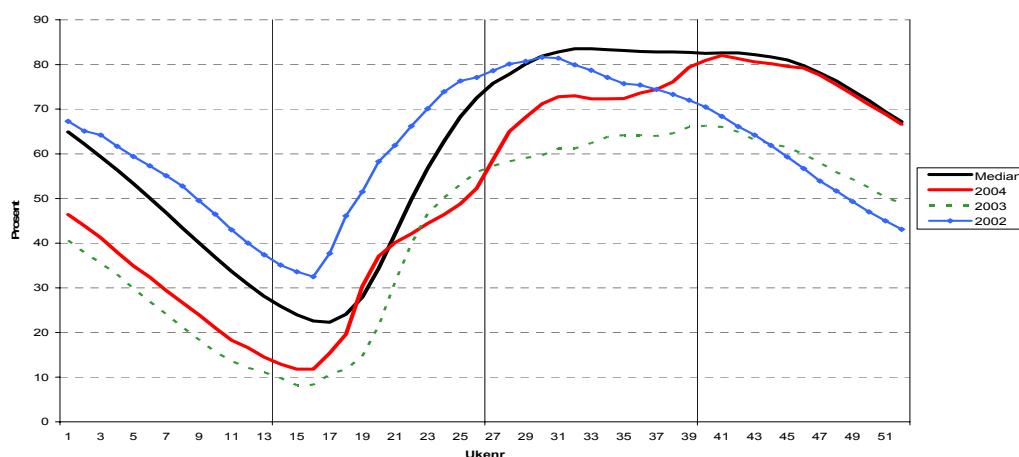
Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2002, 2003 og 2004, prosent.  
Kilde: NVE



## 1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved inngangen til 2004 var fyllingsgraden for svenske vannmagasiner 46,4 prosent. Det er 18,5 prosentpoeng lavere enn medianverdien<sup>2</sup> til samme tid. Fyllingsgraden nådde minimum med 11,8 prosent i uke 15 og 16, mens magasinnivået kulminerte med 82,0 prosent i uke 41. Ved utgangen av 2004 var magasinutfyllingen 66,6 eller så vidt under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av 2004 var nesten 18 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2003, tilsvarende en energimengde på 6 TWh.

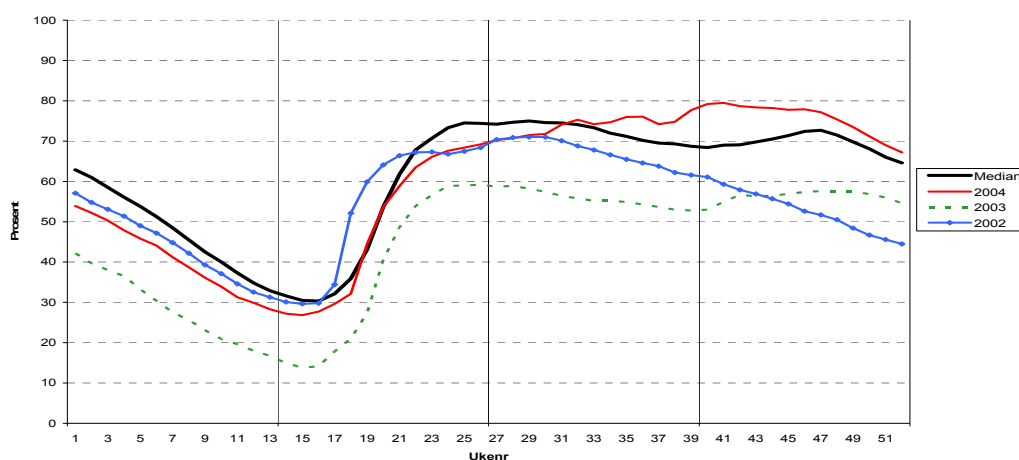
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2002, 2003 og 2004, prosent.  
Kilde: Nord Pool



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

Ved inngangen til 2004 var fyllingsgraden for finske vannmagasiner 53,9 prosent. Det er 9,0 prosentpoeng lavere enn medianverdien til samme tid for perioden 1978-2001. Fyllingsgraden nådde minimum med 26,8 prosent i uke 15, mens magasinivået kulminerte med 79,5 prosent i uke 41. Ved utgangen av 2004 var magasinutfyllingen 67,2 eller 2,6 prosentpoeng over medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av 2004 var nesten 13 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2003, tilsvarende en energimengde på 0,7 TWh.

**Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2002, 2003 og 2004, prosent.**  
Kilde: Nord Pool



## 1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel

### 1.3.1 Norge – svak økning i produksjonen i 2004

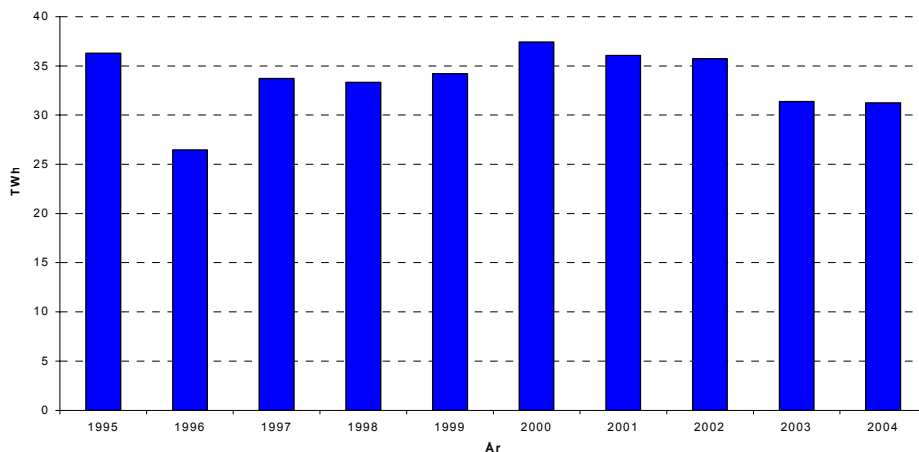
Elektrisitetsproduksjonen i Norge i fjerde kvartal 2004 var 31,3 TWh. I forhold til produksjonen i fjerde kvartal 2003 på 31,4 TWh, er det en nedgang på 0,3 prosent. Vi må helt tilbake til tørråret 1996 for å finne lavere produksjon i fjerde kvartal enn det vi hadde i 2004. Da var til sammenligning produksjonen helt nede på 26,5 TWh.

Vannkraftprodusentene har

Produksjon TWh	4. kv. 2004	Endring fra 4. kv. 2003	2004	Endring fra 2003
Norge	31	+ 0 %	110	+ 3 %
Sverige	42	+ 17 %	147	+ 12 %
Finland	21	+ 0 %	81	+ 2 %
Danmark	11	- 6 %	38	- 13 %

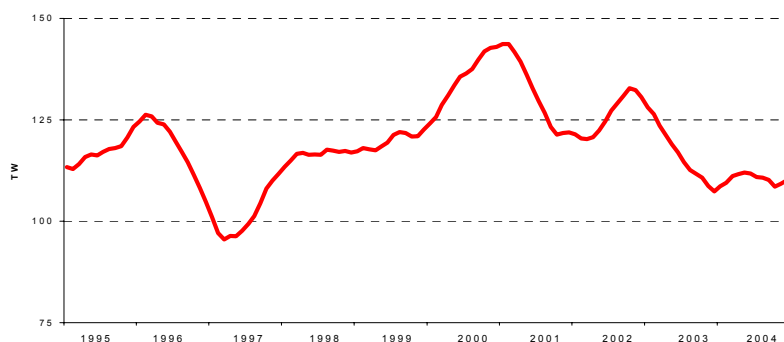
således vært tilbakeholdne med hensyn til å tappe vann fra magasinene til tross for at tilsiget i fjerde kvartal 2004 har vært over det normale.

**Figur 1.3.1 Kraftproduksjon i fjerde kvartal for perioden 1995-2004, TWh. Kilde: NVE**



Den totale produksjonen i 2004 var 110,1 TWh mot 107,3 i 2003. Det er en økning på 2,6 prosent. Av produksjonen i 2004 var om lag 109 TWh vannkraft, 0,85 TWh varmekraft og 0,25 TWh vindkraft. Produksjonen var ca 9,5 TWh lavere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til ca 119,5 TWh. Det var først og fremst oppbygging av magasinbeholdningen og høy import som ledet til den forholdsvis lave kraftproduksjonen i 2004.

**Figur 1.3.2 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 våtåret 2000 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den har fått følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004.

### 1.3.2 Det norske kraftforbruket – sterk oppgang

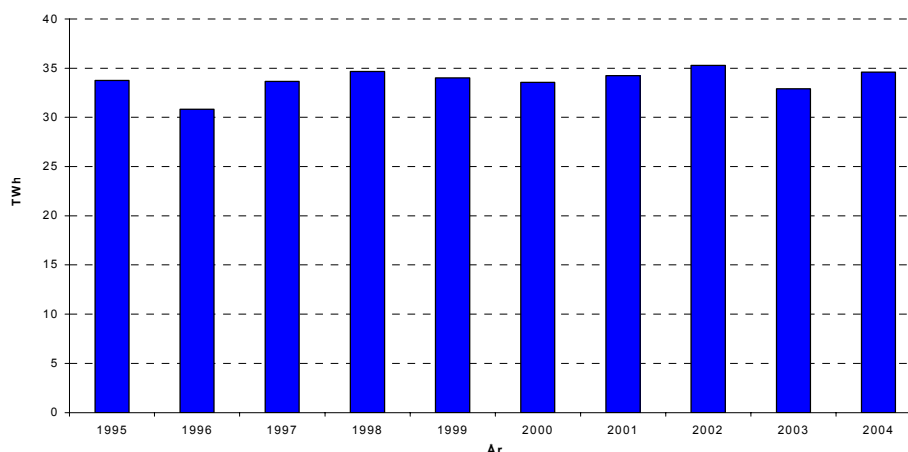
Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i fjerde kvartal på alt 34,6 TWh mot 32,9 TWh i samme kvartal i 2003. Det er en økning på 5,2 prosent. Forbruket i fjerde kvartal er nå tilbake på omtrent samme nivå som i 2001. Lavere priser i fjerde kvartal 2004 enn i fjerde kvartal 2003 kan forklare noe av økningen i forbruket.

I første og fjerde kvartal 2004 var det norske kraftforbruket vesentlig høyere enn det som

ble observert i de tilsvarende periodene i 2003. I andre og tredje kvartal har forbruket fortsatt vært høyere enn i 2003, men økningen fra året før er mindre enn i første og fjerde kvartal. Dette kan ha sammenheng med at kraftforbruket er mindre fleksibelt utover våren/sommeren når etterspørselen etter elektrisitet til oppvarming er fallende. Stor medieinteresse rundt fjorårets kraftsituasjon kan også ha bidratt til å trekke det norske forbruket ned i første halvår 2003. I tillegg er det mange norske forbrukere som raskt eksponeres for utviklingen i spotprisen.

Forbruk TWh	4. kv. 2004	Endring fra 4. kv. 2003	2004	Endring fra 2003
Norge	35	+ 5 %	122	+ 6 %
Sverige	40	+ 2 %	145	0 %
Finland	23	+ 4 %	86	+ 2 %
Danmark	9	+ 1 %	35	+ 1 %

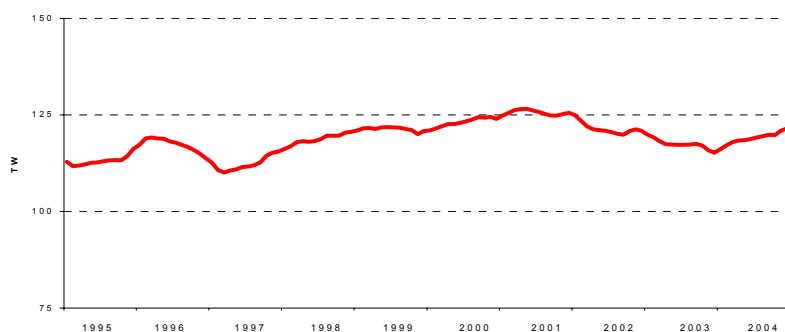
Figur 1.3.3 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i fjerde kvartal for perioden 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



I 2004 var det norske elektrisitetsforbruket 121,5 TWh. Det er en økning på over 6 TWh eller 5,5 prosent i forhold til 2003. Likevel var kraftforbruket i 2004 nær 4 TWh lavere enn i 2001. Forbruket i 2004 var rundt 2 TWh høyere enn midlere årsproduksjon.



Figur 1.3.4 Innenlandsk elektrisitetsforbruk, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE



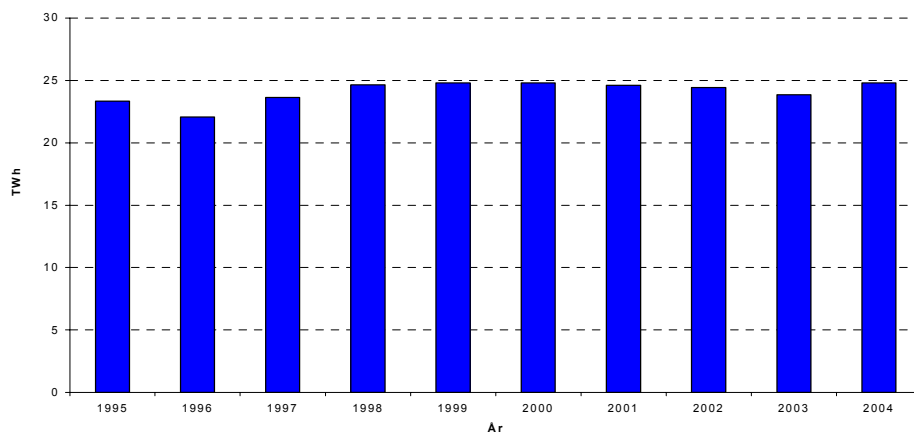
Forbruket er i ferd med å ta seg opp etter å ha falt i perioden 2001-2003. Dette mønsteret tilsvarer utviklingen som ble observert i 1997 etter tørråret 1996. Forbruket i 2004 er nå oppe på samme nivå som i begynnelsen av 1999.

Til tross for den høye veksten i 2004, er forbruket av elektrisitet fortsatt 4 prosent lavere enn høyeste 12-måneders forbruk før den anstrengte kraftsituasjonen i 2002. En av årsakene til at forbruket ikke har kommet tilbake på nivået vi hadde før vinteren 2002-2003, kan være at kraftprisene i 2004 har vært høyere enn i tiden før den anstrengte kraftsituasjonen høsten 2002.

Forbruket i alminnelig forsyning var i fjerde kvartal 24,1 TWh mot 23,4 TWh i 2003. Det er en økning på 2,8 prosent.

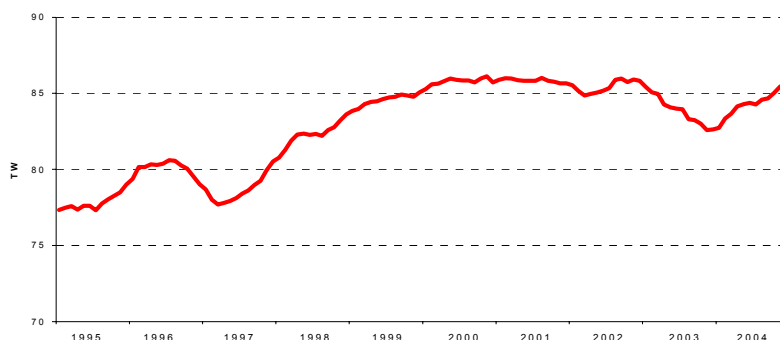
Fjerde kvartal var varmere enn normalt, og korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 24,8 TWh i 2004 mot 23,8 TWh i 2003, dvs. en økning på 4,0 prosent. Figur 1.3.5 viser at forbruket i fjerde kvartal har økt jevnt i hele perioden 1996-1998. Deretter har forbruket stabilisert seg, bortsett fra fjerde kvartal 2003 som hadde lavere forbruk. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning er nå oppe på nivået fra 1999 og 2000. I disse årene var imidlertid elektrisitetsprisene lavere og dette indikerer en underliggende vekst i det alminnelige forbruket.

Figur 1.3.5 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, fjerde kvartal 1995-2004, TWh. Kilde: NVE



Forbruket i alminnelig forsyning i 2004 er beregnet til 80,2 TWh referert kraftstasjon. Det er en økning på 2,7 prosent i forhold til 2003 til tross for at 2004 var noe varmere enn året før. Korrigert til normale temperaturforhold ble forbruket 83,6 i 2004. Det er en økning på 3,5 prosent i forhold til 2003. Økningen i forbruket har bl.a. sammenheng med lavere strømpriser.

**Figur 1.3.6 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE**

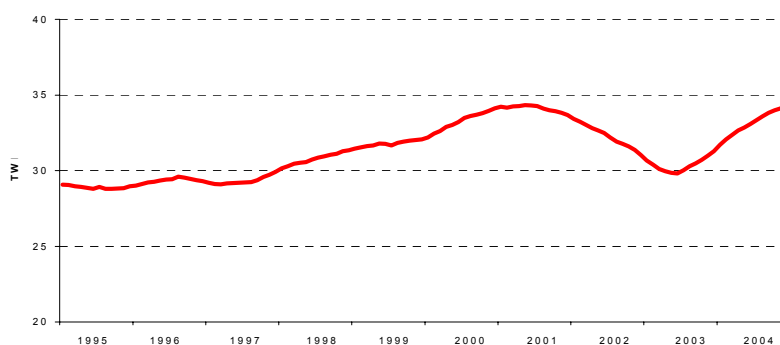


Kraftforbruket i den kraftintensive industrien har vært i sterk vekst siden sommeren 2003. Økningen har sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i 2003 solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv.

Forbruket i kraftintensiv industri var i fjerde kvartal 7,1 prosent høyere enn i samme periode i 2003. Forbruket i fjerde kvartal 2004 er det høyeste kvartalsvise forbruket i kraftintensiv industri noensinne.

I 2004 var forbruket i kraftintensiv industri 34,4 TWh referert kraftstasjon, en økning på 10,0 prosent fra året før. Dette er det høyeste forbruket som noen gang er observert for denne industriegrenen. Det er først og fremst produktgruppene aluminium og andre metaller, samt jern, stål og ferrolegeringer som har bidratt til økningen.

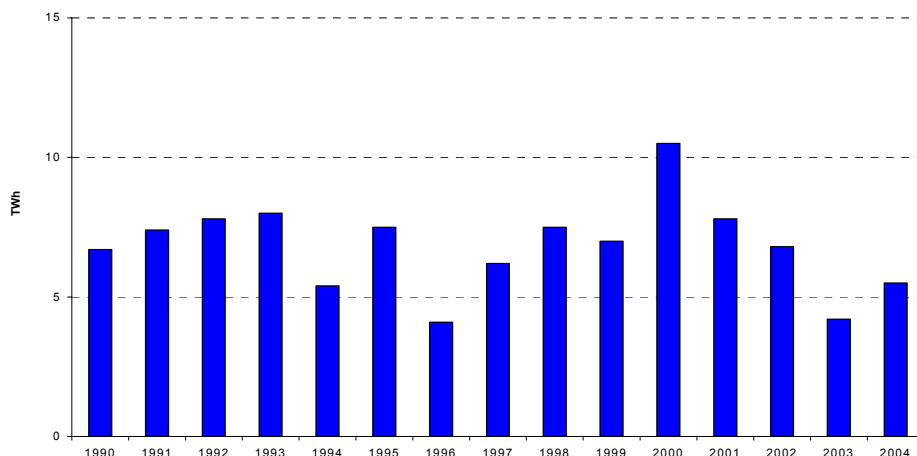
**Figur 1.3.7 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12-måneder, TWh. Kilde: NVE**



Elektrokjelforbruket var i fjerde kvartal 39,5 prosent høyere enn i tilsvarende periode i 2003. Likevel var dette forbruket i fjerde kvartal bare 50 prosent av det høyeste kjelforbruk som er observert i 4. kvartal.

I 2004 er forbruket av kraft til elektrokjeler<sup>3</sup> anslått til 5,5 TWh mot 4,2 i 2003, dvs. en økning på 31 prosent. Dette er 5 TWh lavere enn høyeste observerte forbruk av uprioritert kraft som er 10,5 TWh.

Figur 1.3.8 Forbruk av kraft til elektrokjeler for perioden 1990-2004, TWh. Kilde: NVE



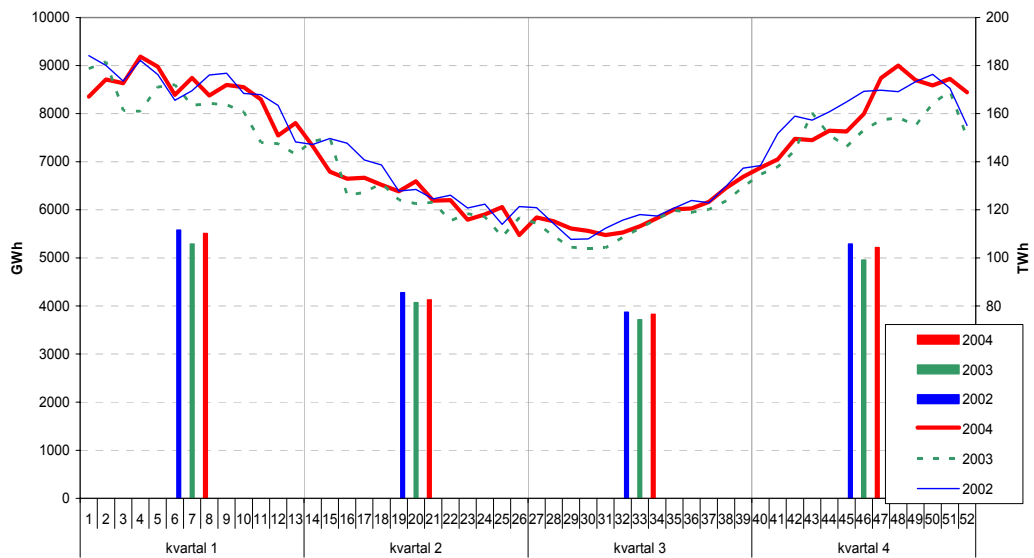
I perioden 1990-2004 har kraftprisene variert betydelig. Fra figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1990-2004 er fra 4 TWh til vel 10 TWh. Om lag 4 TWh av dette forbruket ser ut til å ha høyere utkoblingspris enn det som er observert i perioden 1990-2004.

### 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon – høy produksjon fra kjernekraftverk

I fjerde kvartal 2004 (uke 40-52) var den samlede kraftproduksjonen i de nordiske landene 104,3 TWh. Det er en økning på 27,7 TWh fra tredje kvartal. Kjøligere vær, og dermed økt oppvarmingsbehov trekker forbruket og produksjonen opp utover vinteren. I forhold til fjerde kvartal i 2003 har produksjonen økt med 4,6 TWh.

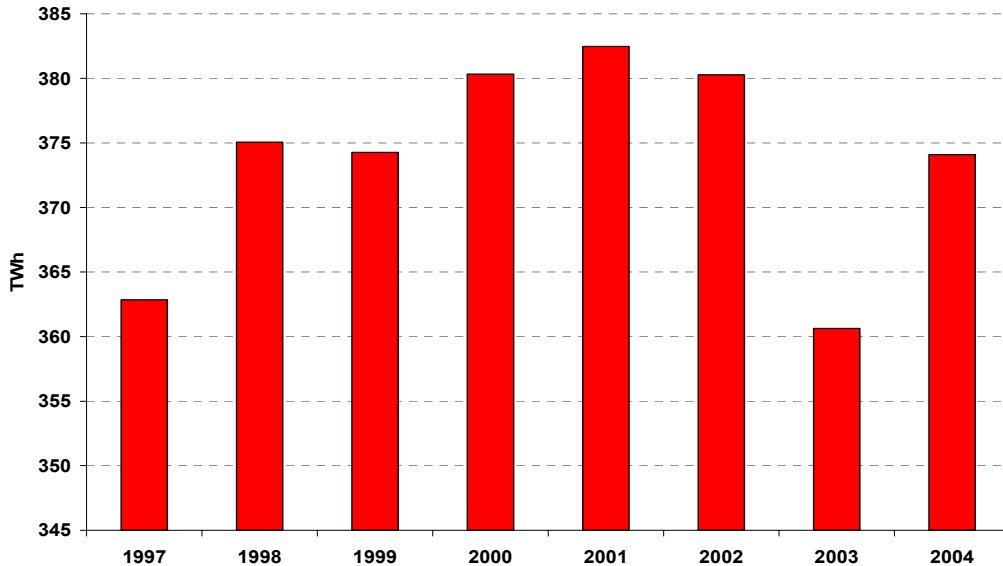
<sup>3</sup> Uprioritert kraft f.o.m. 1993

**Figur 1.3.9: Nordisk kraftproduksjon, 2002 – 2004, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool**



I 2004 (uke 1 til 52) har det vært en samlet nordisk kraftproduksjon på 374,1 TWh. Kraftproduksjonen i Norden økte dermed med om lag 4 prosent fra 2003 til 2004, etter å ha falt med 5 prosent fra 2002 til 2003. Sammenlignet med 2001 har produksjonen vært 8,4 TWh lavere. Det tilsvarer om lag en vinterukes forbruk i de nordiske landene.

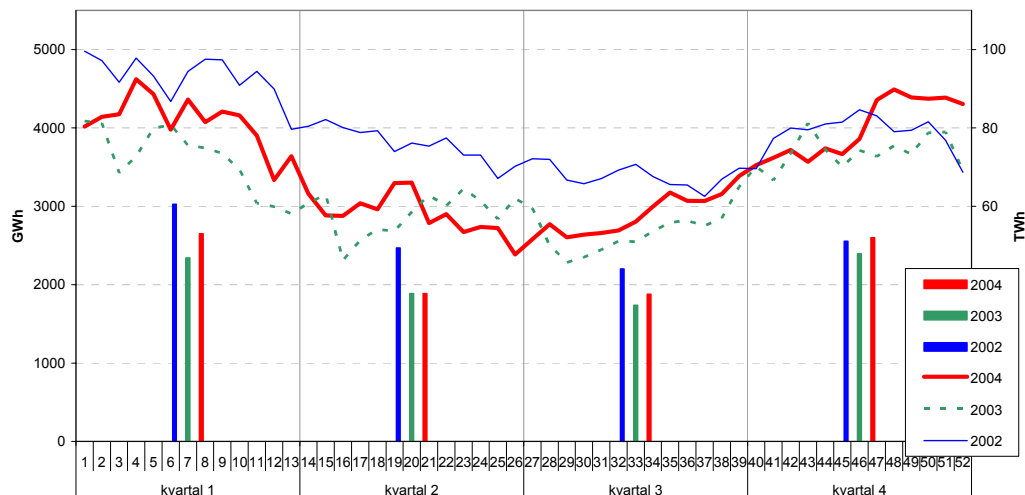
**Figur 1.3.10: Nordisk kraftproduksjon, 1997 – 2004. TWh. Kilde: Nord Pool**



Vannkraftproduksjonen i Norden var 52,0 TWh i fjerde kvartal 2004. Det er på nivå med produksjonen i første kvartal. Fra uke 46 til uke 47 økte den ukentlige vannkraftproduksjonen med ca. 0,5 TWh opp til ca. 4,4 TWh. Vannkraftproduksjonen har ligget på dette nivået ut året. Til sammen har det blitt produsert 180,4 TWh fra vannkraftprodusenter i Norge, Sverige og Finland i 2004. Det er en økning på 13,1 TWh

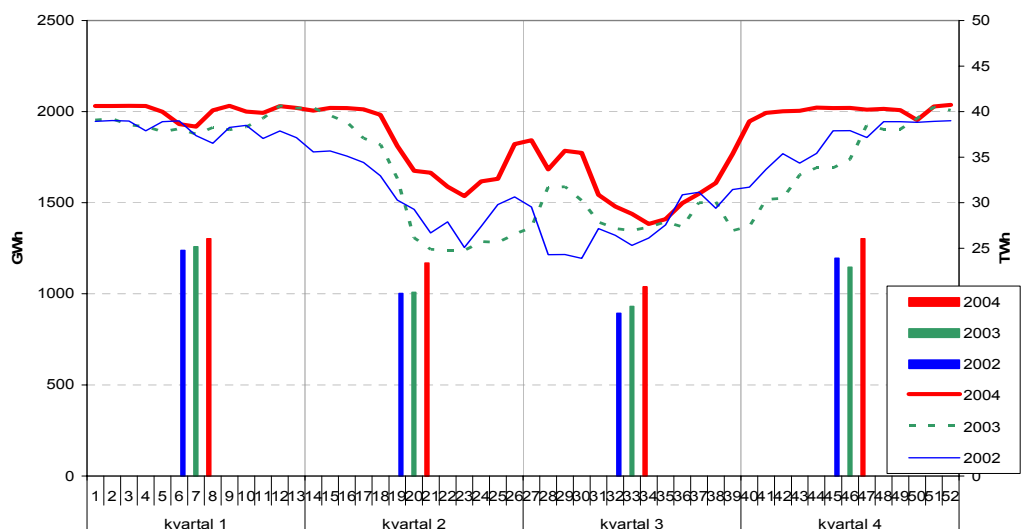
fra 2003. Sett opp mot vååret 2000 er det 51,2 TWh lavere. Dette viser at det er store variasjoner i ressurstilgangen fra år til år.

**Figur 1.3.11: Nordisk vannkraftproduksjon, 2002 – 2004, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool**



Den svenske og finske kjernekraftproduksjonen var høy i fjerde kvartal. Til sammen ble det produsert 26,1 TWh. Produksjonen fra kjernekraftverkene har dermed vært nær full kapasitet gjennom hele kvartalet. I gjennomsnitt har kjernekraftverkene bidratt med en produksjon over 2,0 TWh pr. uke gjennom fjerde kvartal. Totalproduksjonen er økt med 3,2 TWh fra tilsvarende kvartal i fjor og 2,2 TWh fra fjerde kvartal i 2002. I 2004 har kjernekraftproduksjonen vært 96,2 TWh. Korte revisjonsperioder har bidratt rekordhøy produksjon fra disse verkene. Den tidligere toppnoteringen for nordisk kjernekraftproduksjon var 93,2 TWh i 1998. I forhold til 2003 økte kjernekraftproduksjonen med 11 prosent.

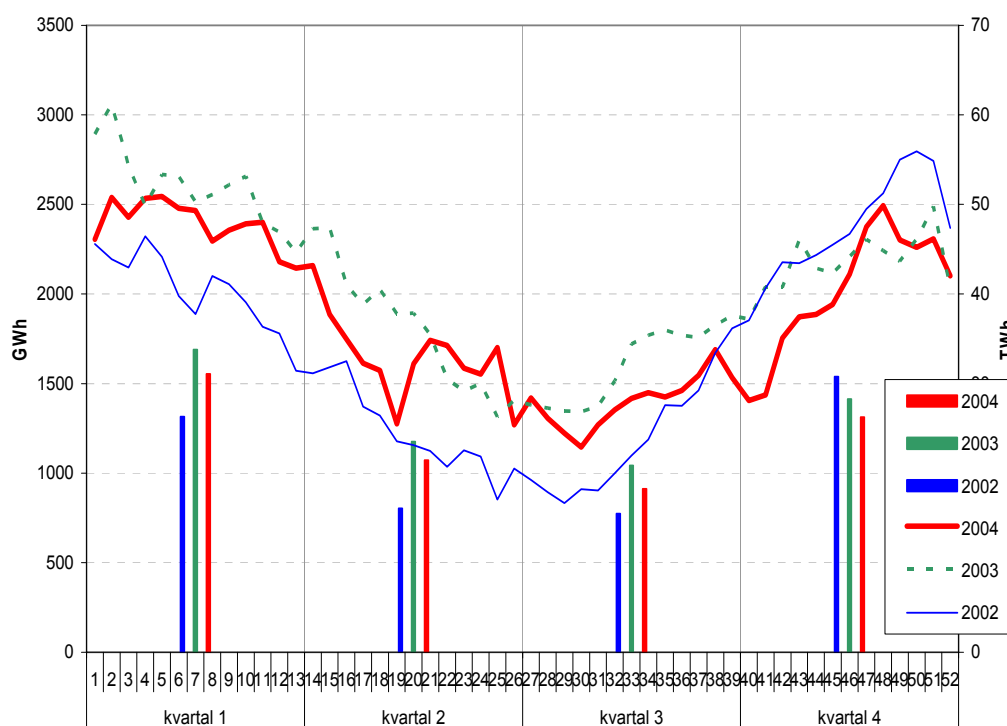
**Figur 1.3.12: Nordisk kjernekraftproduksjon, 2002 – 2004, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool**



Produksjonen fra øvrige varmekraftverk i Norden var lav i starten av fjerde kvartal 2004, med ukentlig produksjon på under 1,5 TWh. Utover i kvartalet økte produksjonen i hovedsak som følge av økt varmeproduksjon i kombinerte kraftvarmeverk. I sum ble det produsert 26,2 TWh øvrig varmekraft i fjerde kvartal.

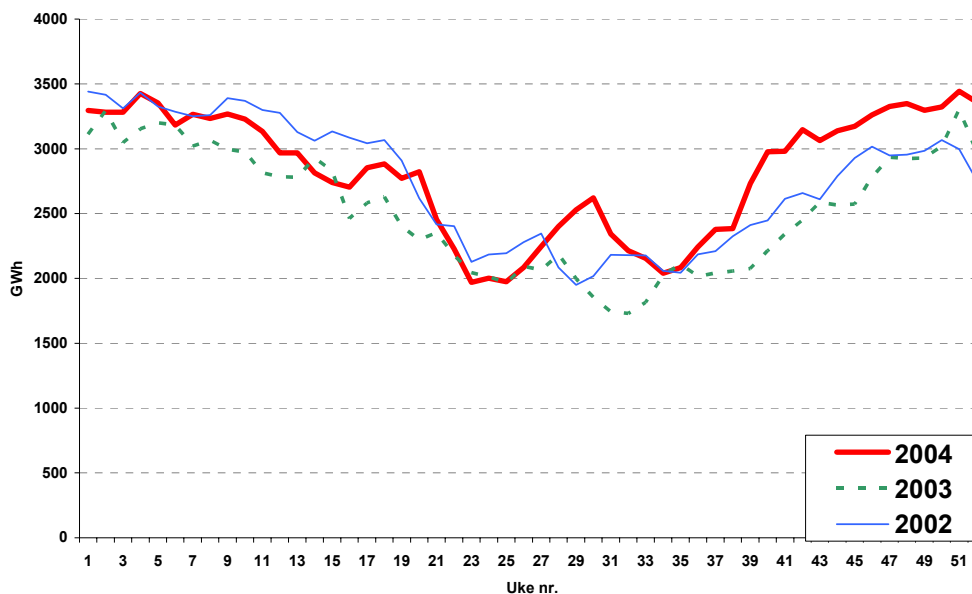
Produksjonen fra øvrige varmekraftverk har også i 2004 vært høy. En samlet produksjon på 93,3 TWh er for eksempel 11,3 TWh mer enn det som ble produsert i 2001. I 2003, da gjennomsnittsprisen i døgnet var 291 kr/MWh, ble det til sammenligning produsert noe mer enn det vi har sett i år. De høye priser i 2003 gjorde økt produksjon lønnsom, hvilket resulterte i en samlet produksjon på 106,4 TWh. Sett i forhold til 2003 har dermed produksjonen av øvrig varmekraft falt med 12 prosent.

**Figur 1.3.13: Nordisk produksjon fra øvrige varmekraftverk, 2002 – 2004, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool**



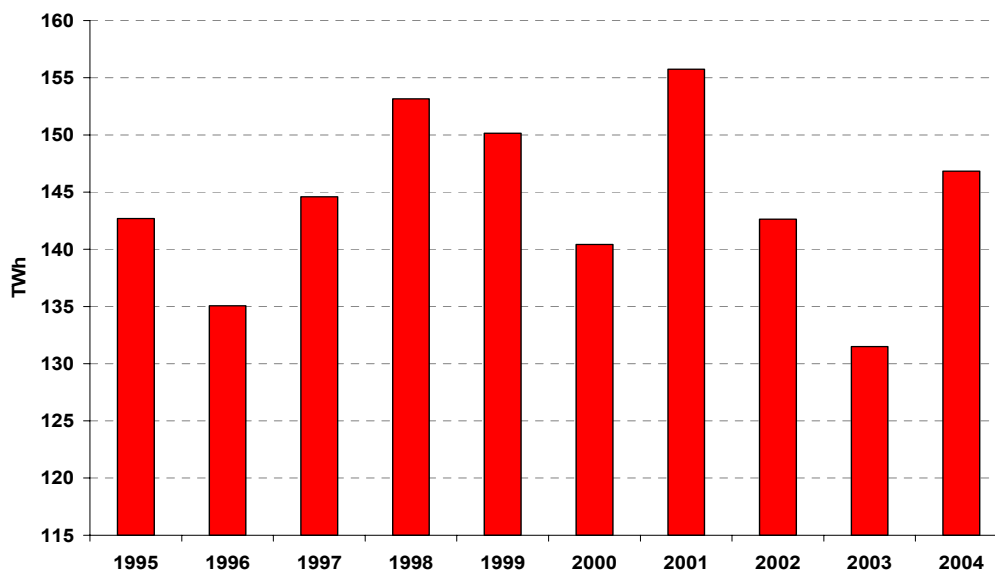
Den svenske kraftproduksjonen var 41,8 TWh i fjerde kvartal 2004. Sammenlignet med samme periode i 2003 er det en økning på 6,2 TWh, eller 17 prosent. Spesielt har den korte revisjonsperioden hos kjernekraftverkene bidratt til at den svenske produksjonen gjennom fjerde kvartal har vært høy. Sett opp mot fjerde kvartal i 2003 har kjernekraftproduksjonen i Sverige økt med 3,1 TWh. Også vannkraftproduksjonen har økt kraftig fra fjerde kvartal i 2003, med 2,7 TWh.

Figur 1.3.14: Svensk produksjon, 2002 – 2004. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



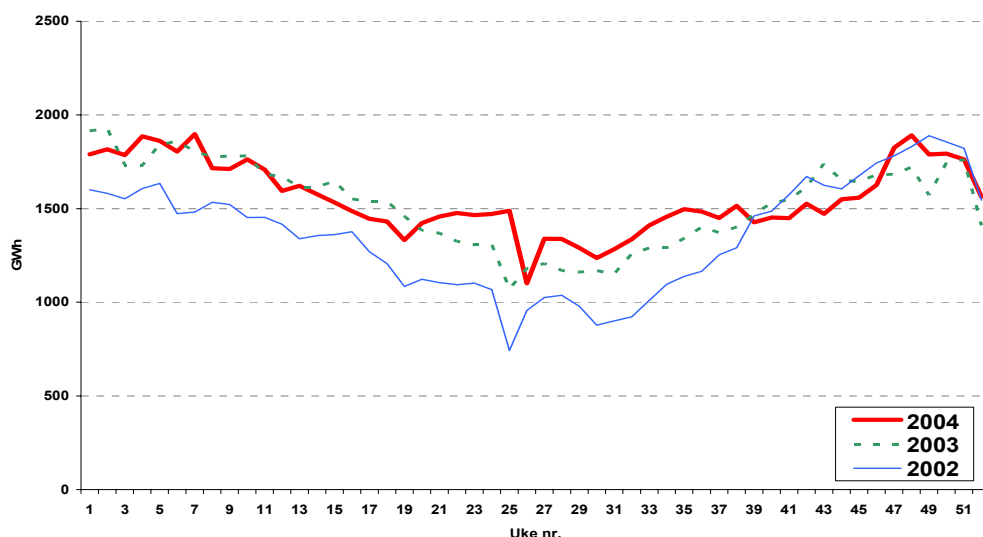
I sum har det i 2004 blitt produsert 146,8 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 15,3 TWh mer enn produksjonen i 2003. Produksjonsøkningen i vann- og kjernekraftverk som er omtalt over, har gjort seg gjeldende gjennom hele 2004. Vannkraftprodusentene i Sverige økte produksjonen med til sammen 6,0 TWh fra 2003, mens kjernekraftprodusentene økte produksjonen med 9,4 TWh til totalt 74,6 TWh. Dette er for øvrig den høyeste årsproduksjonen fra svenske kjernekraftverk som noensinne er registrert. Samtlige av de svenske kjernekraftprodusentene melder om rekordproduksjon og begrunner de høye produksjonsvolumene med stor tilgjengelighet gjennom året. Produksjonen fra øvrig varmekraftverk falt med 0,1 TWh fra 2003 til 2004.

Figur 1.3.15: Svensk kraftproduksjon 1995 – 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



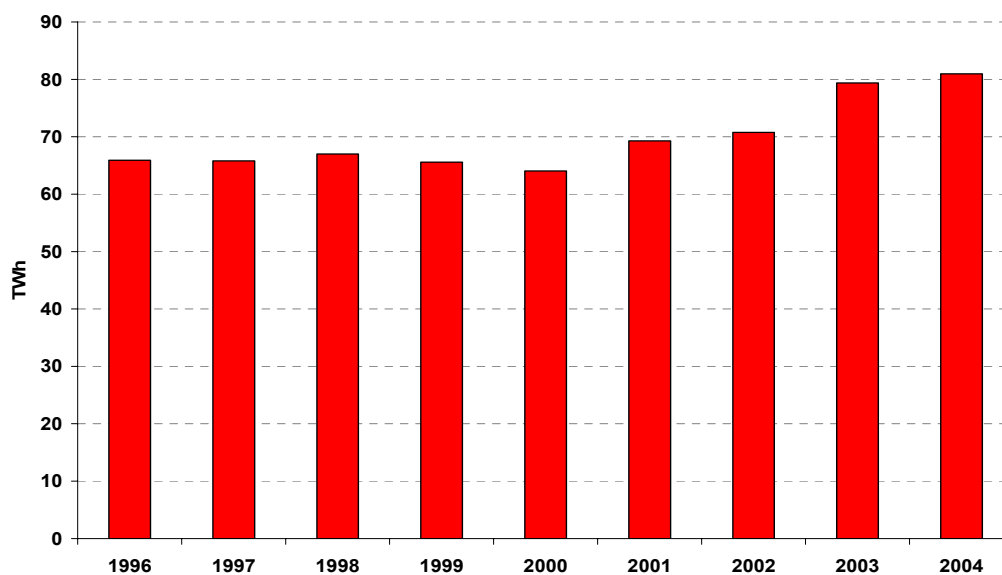
I løpet av fjerde kvartal 2004 har det vært en samlet finsk kraftproduksjon på 21,3 TWh. Over halvparten av den finske kraftproduksjonen har i fjerde kvartal kommet fra varmekraftverk (unntatt kjernekraftproduksjon), mens vannkraftproduksjonen har utgjort i overkant av 4 TWh gjennom fjerde kvartal. Produksjonen fra de finske kjernekraftverkene som har en samlet kapasitet på 2640 MW, har vært 5,8 TWh. Produksjonen fra disse verkene har ligget på mellom 440 og 450 GWh/uke, og det tilsvarer nær full utnyttelse av produksjonskapasiteten gjennom kvartalet. Det vil si at tilgjengeligheten også på de finske kjernekraftverkene var høy i fjerde kvartal 2004.

Figur 1.3.16: Finsk produksjon, 2002 – 2004. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



Den finske kraftproduksjonen ble 81,0 TWh i 2004. Det er en svak økning fra 2003, da produksjonen endte på 79,4 TWh. Som vi ser av figuren under er den finske produksjonen i forhold til tidligere år økt betydelig. Gjennomsnittsproduksjonen i perioden 1996-2002 var eksempelvis 67,1 TWh. Det er hovedsakelig økt produksjon fra øvrige varmekraftverk som har bidratt til veksten i den finske kraftproduksjonen.

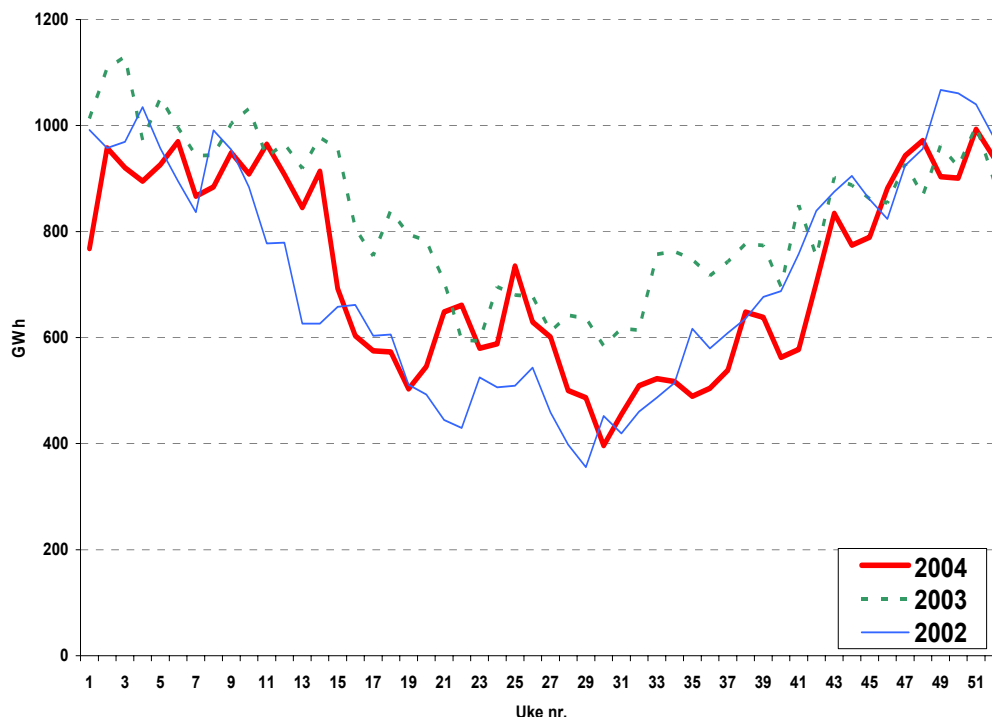
Figur 1.3.17: Finsk kraftproduksjon 1997 – 2004. TWh. Kilde: Nord Pool





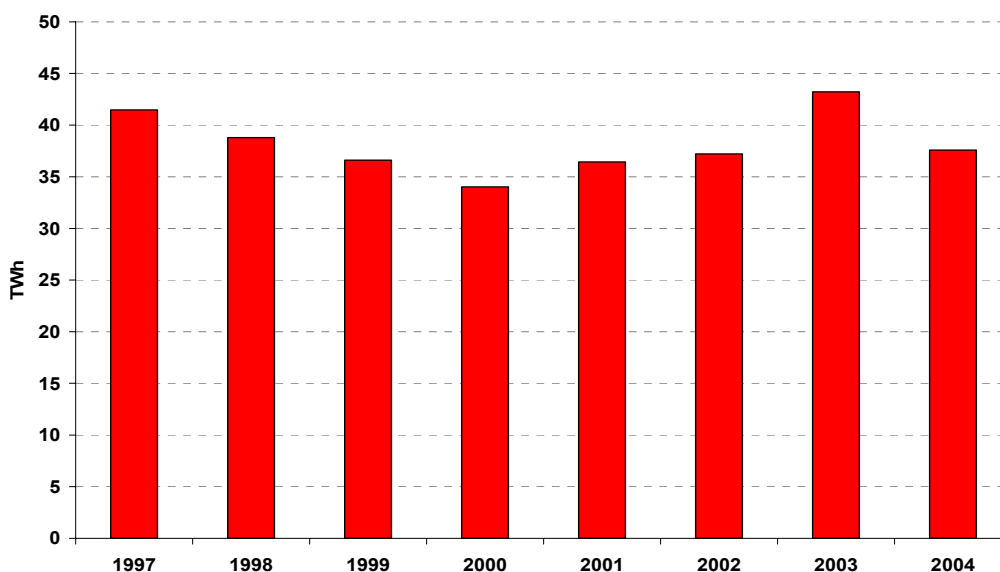
Gjennom fjerde kvartal 2004 har det vært en samlet dansk kraftproduksjon på 10,8 TWh. Det er henholdsvis 1,0 og 0,7 TWh lavere enn i tilsvarende kvartal i 2002 og 2003. Særlig i starten av fjerde kvartal var produksjonen lavere enn det som har vært vanlig de to siste årene.

Figur 1.3.18: Dansk produksjon, 2002 – 2004. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



Den danske kraftproduksjonen har i 2004 falt med 5,6 TWh fra året før. Totalvolumet var likevel høyere enn i alle år i perioden 1999-2002. Høye kraftpriser i det nordiske kraftmarkedet ga fra høsten 2002 signal om god lønnsomhet for en stor del av de danske kraftverkene. Også kraftverk som tidligere har vært i "møllpose" har vært aktive i den etterfølgende perioden. Produksjonsnedgangen fra 2003 kan skyldes lavere kraftpriser i det nordiske markedet og gjennomgående høyere brenselpriser i 2004. På Sjælland har en blokk ved Asnæsverket (640 MW) vært ute til en omfattende revisjon i store deler av 2004. Dette bidro til at produksjonen på Sjælland falt fra 16,4 TWh i 2003 til 13,5 TWh i 2004. Fra uke 47 i høst var dette verket igjen operativt og den danske produksjonen var etter dette på linje med volumene fra 2003.

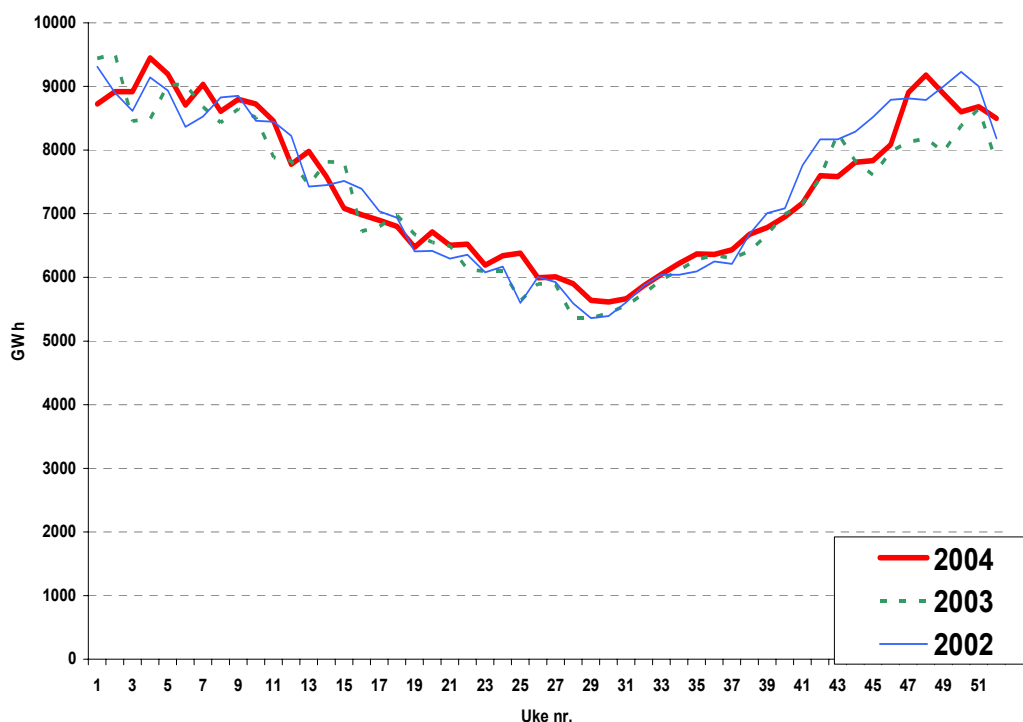
Figur 1.3.19: Dansk kraftproduksjon, 1997 – 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.4 Nordisk kraftforbruk

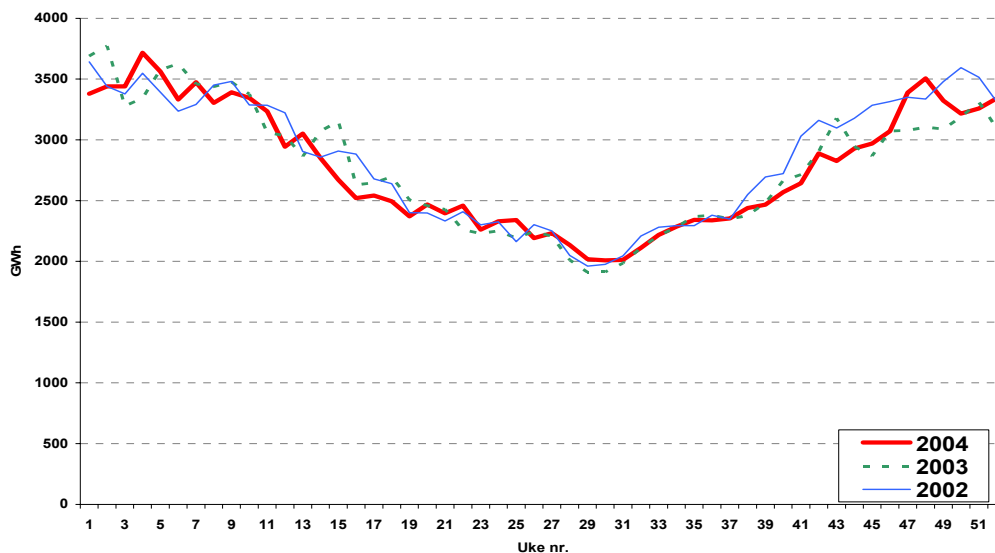
I fjerde kvartal 2004 var det samlede nordiske kraftforbruket 105,8 TWh. Det er 3,3 TWh mer enn i fjerde kvartal i 2003. Sett opp mot samme periode i 2002 er det imidlertid en nedgang på 4,0 TWh. Totalforbruket i de nordiske landene i 2004 endte dermed på 385,6 TWh. Det nordiske totalforbruket over året er dermed tilbake på samme nivå som i 2002, etter at forbruket falt med 2 prosent fra 2002 til 2003.

Figur 1.3.20: Nordisk forbruk, 2002 – 2004. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



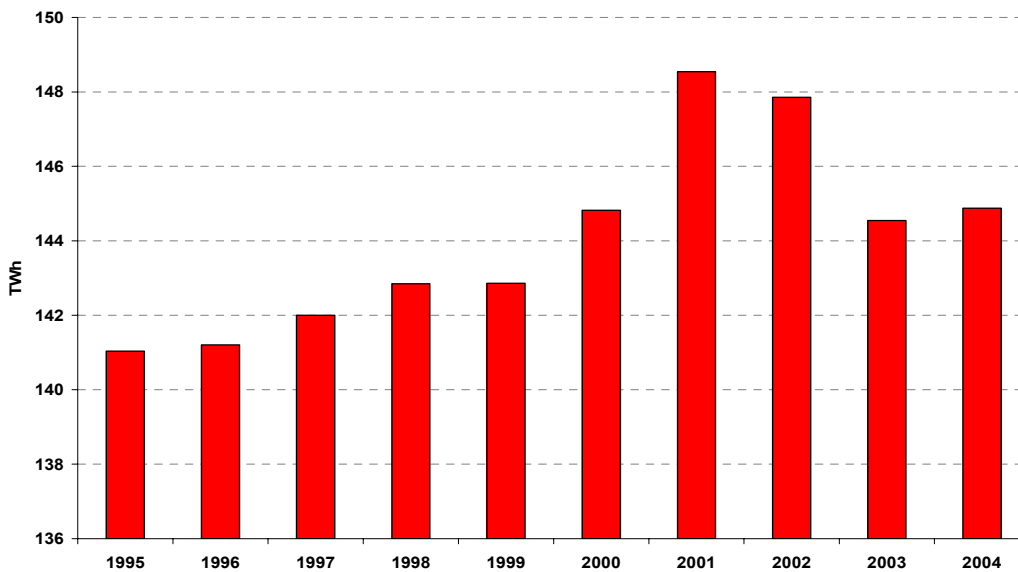
Det svenske kraftforbruket i fjerde kvartal 2004 var 39,9 TWh. Forbruket er dermed omtrent som i fjerde kvartal i 2003. I uke 47 og 48 var temperaturen lavere enn normalt i stort sett hele Norden. Det kalde været bidro til økt forbruk, spesielt i de landene der det i hovedsak benyttes elektrisitet til oppvarming. I resten av kvartalet har temperaturene i Norden for det meste vært som normalt eller over, og således bidratt til lavere forbruk.

Figur 1.3.21: Svensk forbruk, 2002 – 2004. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



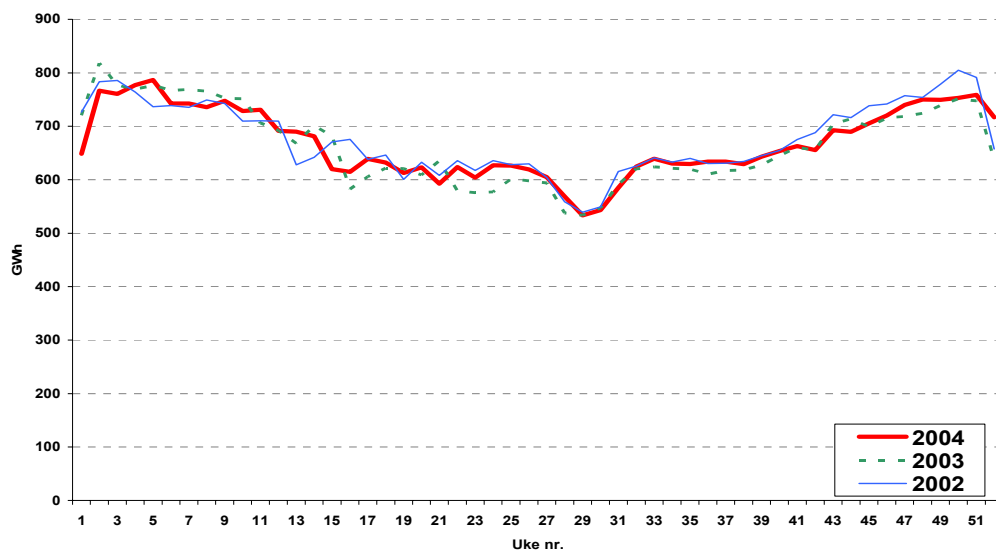
I 2004 (uke 1-52) har det totale svenske kraftforbruket vært 144,9 TWh mot 144,5 TWh i 2003. Trolig medfører den høye andelen av kunder med fastpriskontrakt i Sverige at den forbruksreduksjonen som ble observert i Norge i 2003 (der broerparten av forbrukerne tidlig blir eksponert for prisutviklingen i spotmarkedet) har virket inn også i 2004. Til sammenligning var det i 2002 et svensk totalforbruk på 147,9 TWh, eller 3,0 TWh mer enn i 2004.

Figur 1.3.22: Svensk kraftforbruk, 1995 – 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



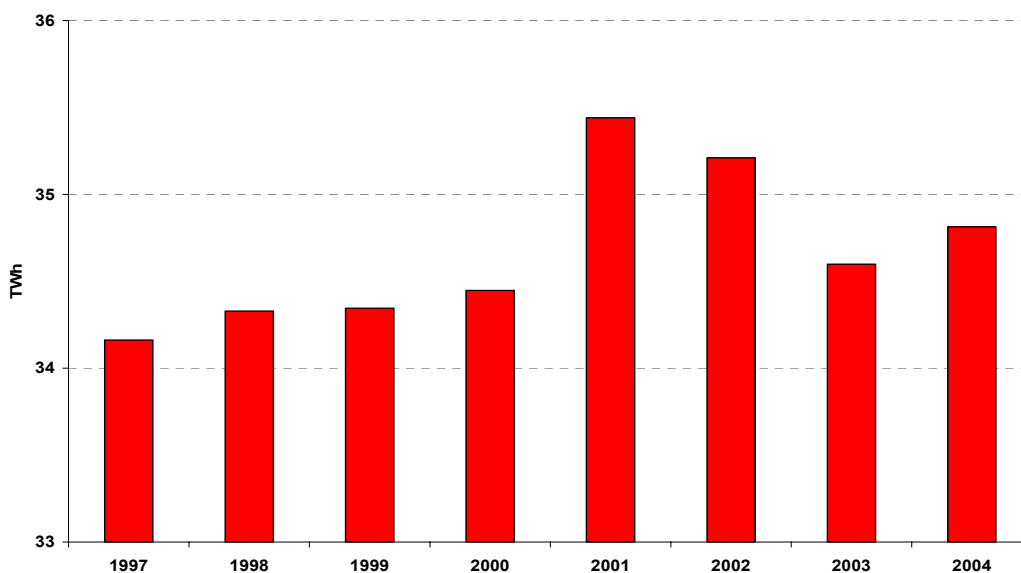
I Danmark har forbruket av elektrisk kraft vært 9,2 TWh i fjerde kvartal 2004. Sett opp mot tilsvarende periode i 2003 er det en økning på 0,1 TWh. Målt mot 2002 er det imidlertid en reduksjon på 0,2 TWh. Med unntak av uke 52, hvor det i år ikke var noen helligdager, har forbruket gjennom hele fjerde kvartal 2004 vært lavere enn i 2001 og 2002.

Figur 1.3.23: Dansk forbruk, 2002 – 2004. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



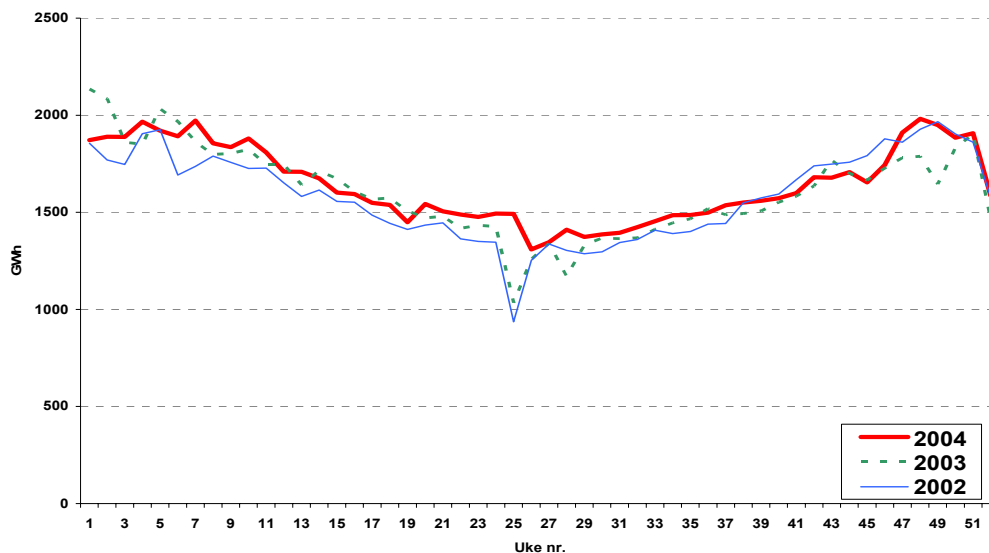
I 2004 har det vært et totalt dansk elektrisitetsforbruk på 34,8 TWh. I motsetning til i de andre nordiske landene er forbruket i Danmark stabilt. I perioden mellom 1997 og 2004 har forbruket variert mellom 34,2 og 35,4 TWh. Forbruket har imidlertid falt fra 2002 til 2003 og 2004. Dette kan indikere at prissignalene til en viss grad også påvirker det danske forbruket.

Figur 1.3.24: Dansk kraftforbruk, 1997 – 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



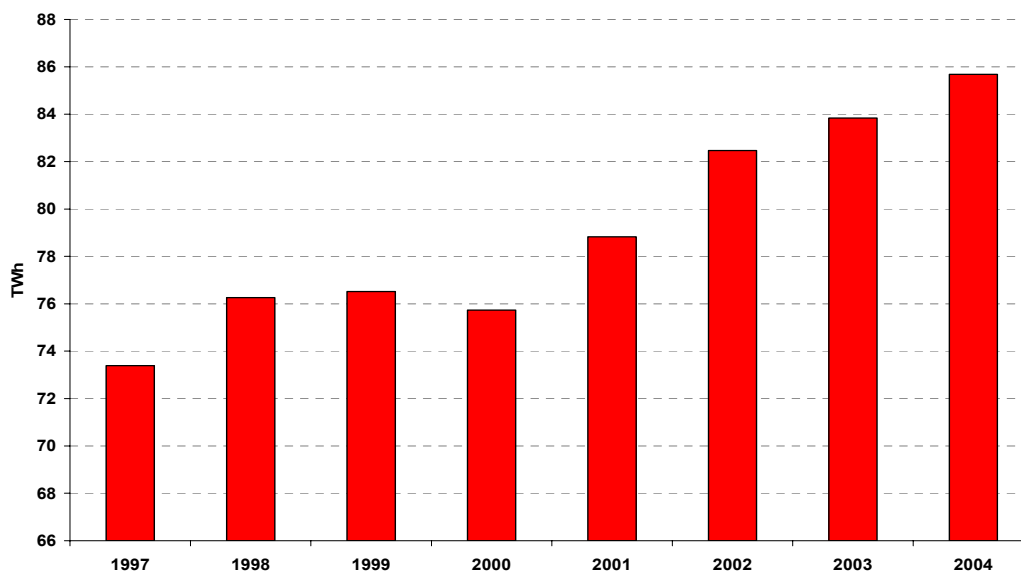
I løpet av fjerde kvartal 2004 har det finske forbruket vært 22,9 TWh. I forhold til samme kvartal 2003 er det en økning på 0,8 TWh, mens det er 0,4 TWh lavere enn det observerte forbruket i fjerde kvartal 2002.

Figur 1.3.25: Finsk forbruk, 2002 – 2004. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



Kraftforbruket i Finland har vært økende de siste årene. Fra 2000 har forbruket vært jevnt stigende. I 2000 var totalforbruket 75,7 TWh, mens det i 2004 ble registrert et totalforbruk som var 10,0 TWh høyere. Økningen på 13 prosent i finsk forbruk over en fireårsperiode, henger blant annet sammen med bedret konjunktursituasjon.

Figur 1.3.26: Finsk kraftforbruk, 1997 – 2004. TWh. Kilde: Nord Pool



### 1.3.5 Handel og kraftutveksling

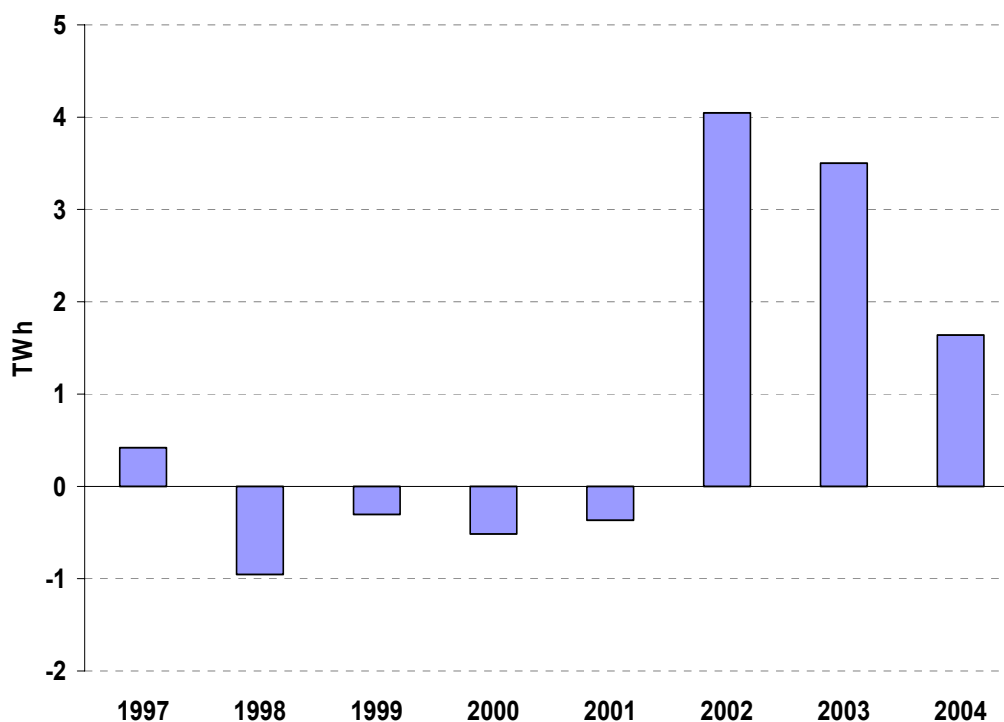
Den høye kapasitetsutnyttelsen ved kjernekraftverkene i Sverige og Finland har vært en medvirkende årsak til den høye kraftproduksjonen som er observert i disse landene i fjerde kvartal 2004. Dette har gitt høy svensk eksport mot Danmark og spesielt til Norge. Til sammen har Sverige eksportert 4 TWh til Norge og Danmark. Dette tilsvarer 10 prosent av den samlede svenske kraftproduksjonen gjennom kvartalet. I tillegg har Sverige hatt en nettoimport på i overkant av 1 TWh fra Finland i fjerde kvartal 2004. Fra Russland og Polen har det vært en samlet nordisk import på i overkant av 3 TWh, mens det i sum for kvartalet har vært en nettoeksport til Tyskland på oppunder 1,5 TWh.

Tabell 1.3.1: Import og eksport i Norden og mellom Norden og andre land i fjerde kvartal 2004, TWh.  
Kilde: Nord Pool

		Import til:					
		Norge	Sverige	Danmark	Finland	Øvrige	Sum eksport
Eksport fra:	Norge		0,5	0,3	0,02	0	0,8
	Sverige	3,0		1,0	0,3	0,5	4,8
	Danmark	1,0	0,6			1,9	3,5
	Finland	0,05	1,4			0	1,5
	Øvrige	0,04	0,5	0,6	2,9		4,0
	Sum import	4,1	3,0	1,9	3,2	2,3	
	Netto import	3,3	-1,9	-1,5	1,7	-1,6	

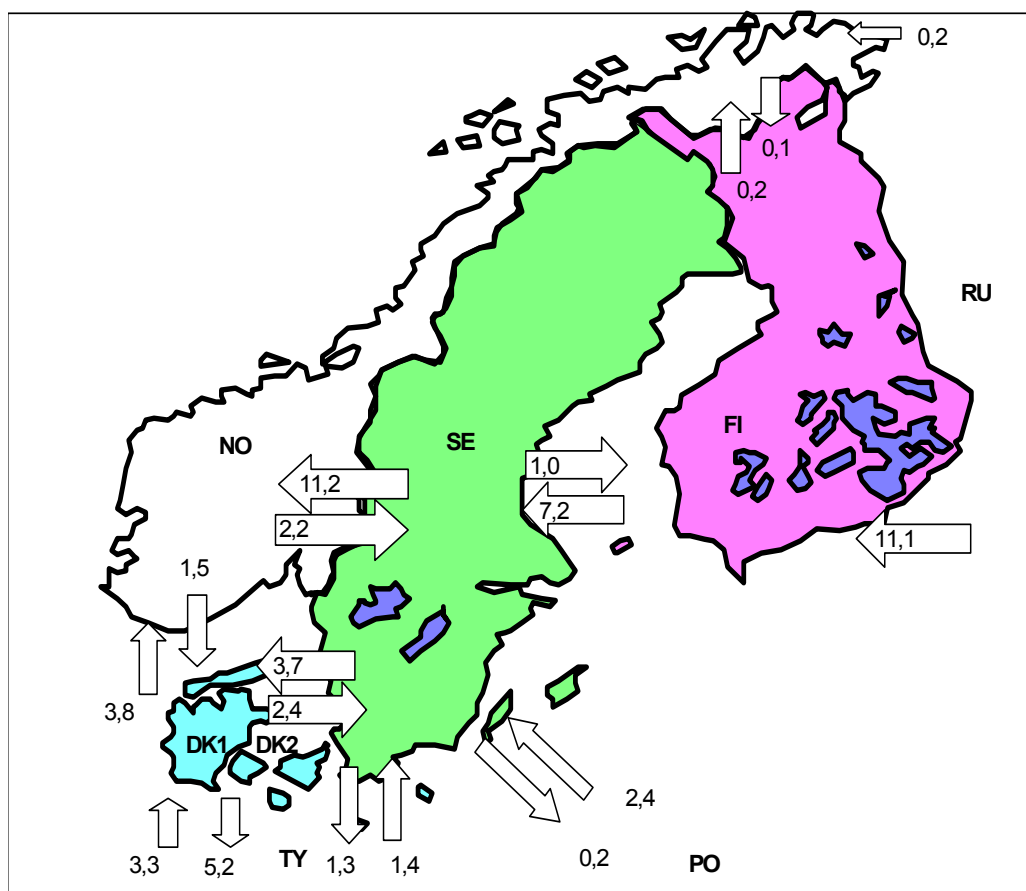
Gjennom fjerde kvartal 2004 har det dermed vært en samlet nordisk nettoimport på 1,6 TWh fra Tyskland, Polen og Russland. Den nordiske nettoimporten i fjerde kvartal har kun vært høyere i samme kvartal i 2002 og 2003, da spotprisene i det nordiske kraftmarkedet var høyere enn i fjerde kvartal 2004.

Figur 1.3.27: Nordens netto kraftimport, fjerde kvartal, 1995-2004. TWh. Kilde: Nord Pool



I 2004 har kraftflyten i Norden vært kjennetegnet av høy import fra Russland og Polen. Til sammen har det vært en import fra disse landene på 13,5 TWh. På forbindelsene mellom Finland og Russland har det utelukkende vært finsk kraftimport. En total import over året på 11,1 TWh gir en gjennomsnittlig utnyttelse på over 1250 MW pr. time. I perioden rundt vårløsningen, midt på sommeren og mot slutten av året har det i enkelte timer vært svensk eksport til Polen. Summert over året har dette gitt en svensk eksport på om lag 0,2 TWh over Swe-Pol linken. Mellom Norden og Tyskland har det vært en høy og vekslende kraftflyt. Totalt har det vært sørgående kraftflyt fra Danmark og Sverige til Tyskland på 6,5 TWh, mens det andre veien er blitt importert 4,7 TWh. I 2004 har det dermed vært en samlet nettoeksport til Tyskland på 1,8 TWh. I 2003 var det til sammenligning en nordisk nettoimport fra Tyskland på 3,0 TWh.

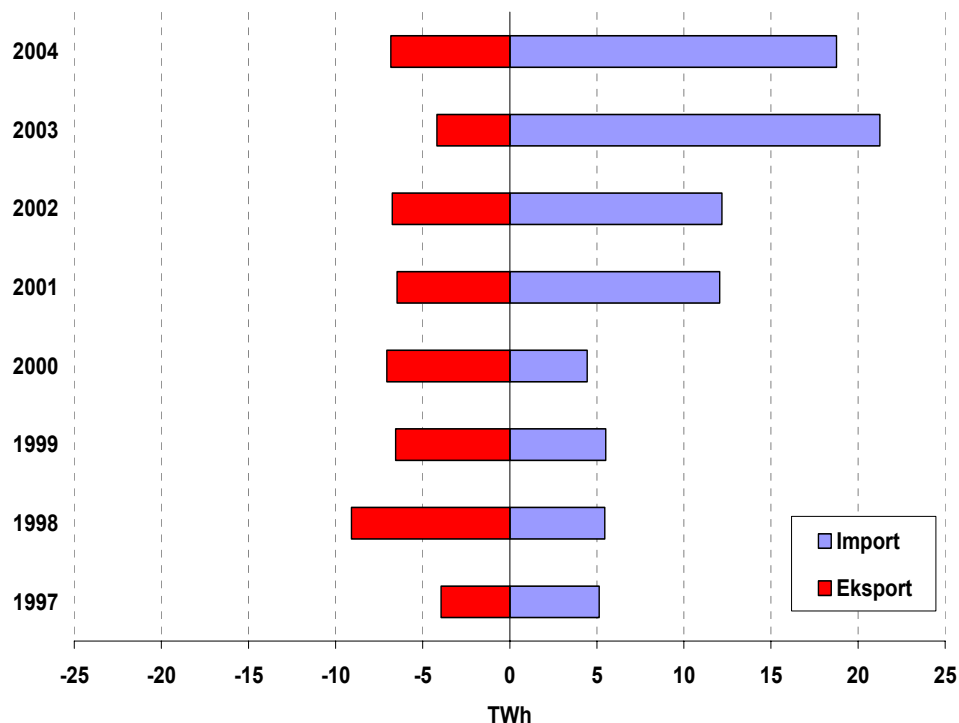
Figur 1.3.28: Import og eksport i Norden og mellom Norden og andre land i 2004, TWh. Kilde: Nord Pool



I 2003 var krafteksporten fra Norden lav. Det skyldes i hovedsak at utvekslingskapasiteten mellom Norden og Tyskland ofte ble benyttet til nordisk kraftimport. I løpet av 2004 har den nordiske krafteksporten nærmet seg nivået fra 1999, det vil si mellom 6 og 7 TWh eksport. Kraftimporten til Norden falt fra 2003, men er likevel den nest høyeste årlige bruttoimporten som er observert. Totalen på 18,4 TWh er 2,4 TWh lavere enn importen i 2003. Den sterkt økende utviklingen i nordisk import fra 1997 som er vist i figuren under, skyldes for en stor del økt utvekslingskapasitet. Blant annet er utvekslingskapasiteten fra Russland til Finland økt med om lag 50 prosent i denne perioden. Sett ut i fra de siste årene, kan det virke som om marginalkostnadene ved å fremstille elektrisitet på russisk side er lavere enn hos de fleste termiske produsenter i

Norden. Dersom dette bildet vedvarer, vil kapasiteten mellom disse to landene bli brukt til finsk import også i fremtiden. I tillegg vil den planlagte kabelen mellom Norge og Nederland, som ventes i drift fra årsskiftet 2007/2008 legge til rette for økt nordisk eksport og import.

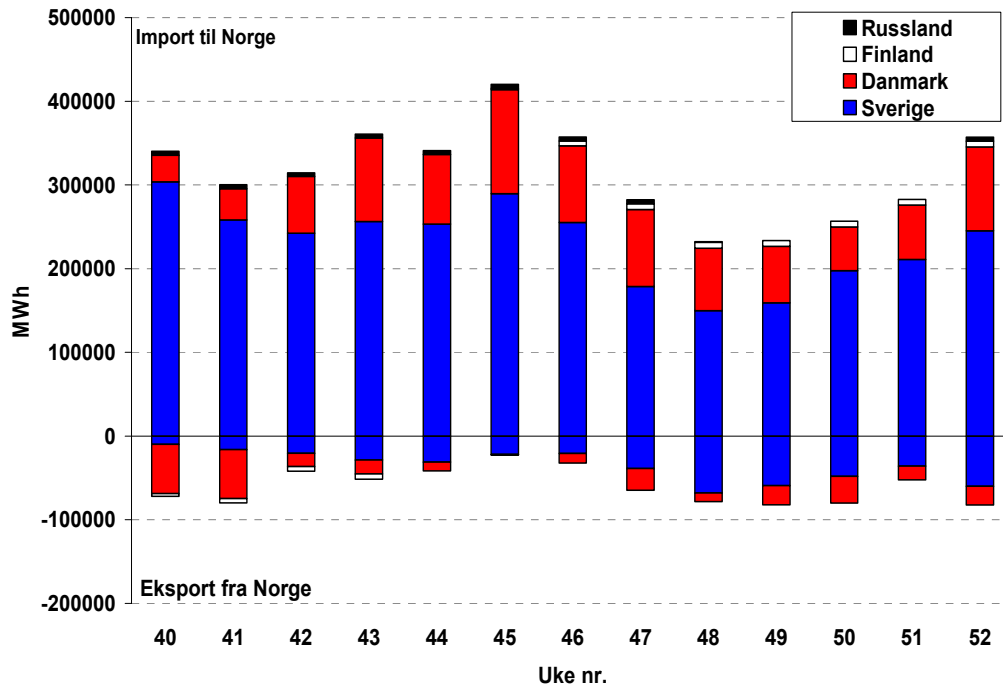
Figur 1.3.29: Bruttoimport/eksport Norden, 1997 – 2004, TWh. Kilde: Nord Pool



Den norske kraftutvekslingen i fjerde kvartal 2004 har som tidligere i år vært kjennetegnet av en høy import, spesielt fra Sverige. Produksjonen i Norge har vært lav. Samtidig har mildt vær gjennom store deler av det fjerde kvartal bidratt til import fra Sverige og Danmark. I løpet av fjerde kvartal har det vært en norsk import på 3,0 og 1,0 TWh fra henholdsvis Sverige og Danmark. I motsatt retning har det blitt eksportert 0,8 TWh, hvorav 0,5 TWh til Sverige. Norge har dermed med en nettoimport på 3,3 TWh vært den største nordiske nettoimportøren av kraft også i fjerde kvartal.

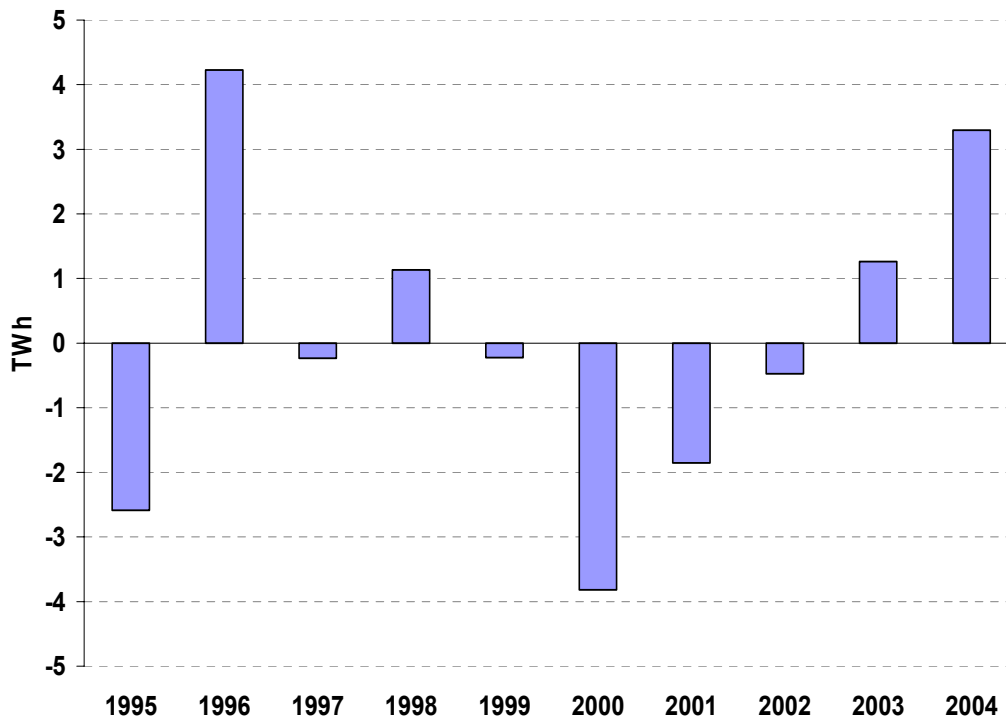


Figur 1.3.30: Norsk utveksling av kraft, uke 40-52, 2004. MWh. Kilde: Nord Pool



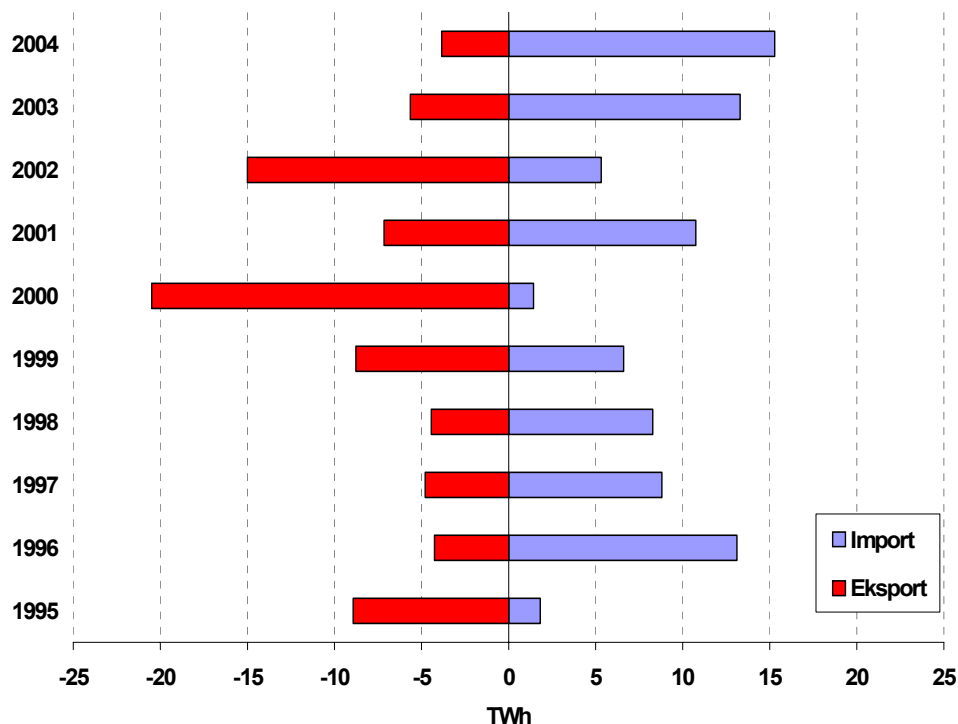
Det var kun i 1996 at den norske nettoimporten gjennom fjerde kvartal har vært høyere enn de 3,3 TWh som vi har hatt i fjerde kvartal 2004. I 1996 lå imidlertid fyllingsgraden i de norske vannmagasinene mellom 13 og 18 prosentpoeng under de nivåene vi har hatt i fjerde kvartal 2004.

Figur 1.3.31: Norges netto kraftimport, fjerde kvartal, 1995-2004. TWh. Kilde: Nord Pool



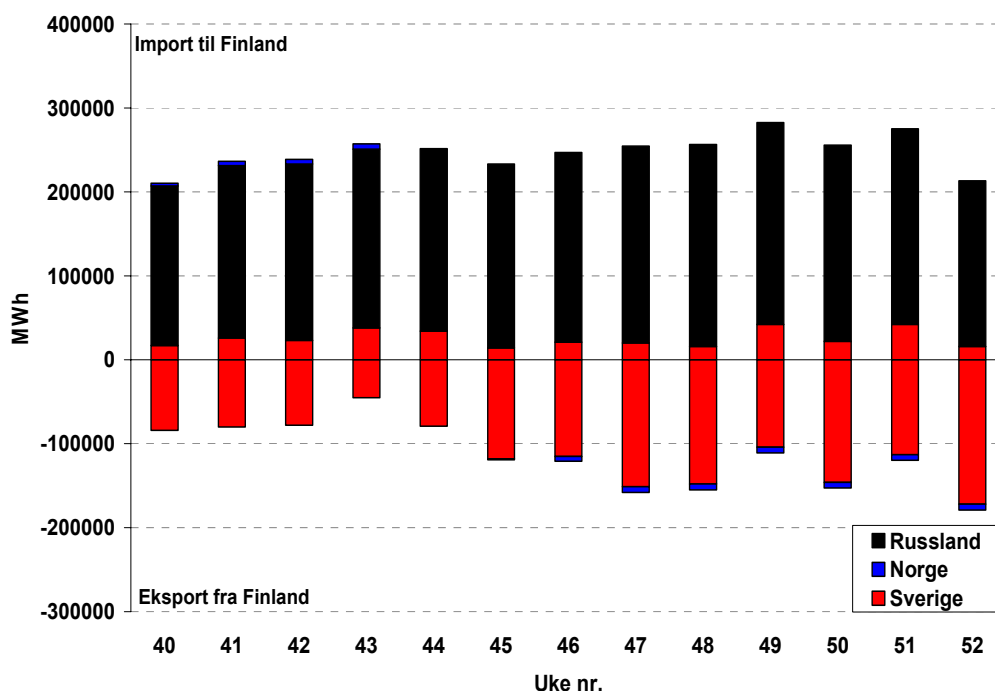
I sum førte kraftutvekslingen i fjerde kvartal til en samlet norsk nettoimport på 11,5 TWh i 2004. Dette er den høyeste norske nettoimporten som er observert. I 1996 som var ett tørt år, var det en samlet norsk nettoimport på 9,0 TWh. Siden 1996 har den norske utvekslingskapasiteten mot Sverige økt blant annet over Hasle – Borgvik og Nea – Järpströmmen. Dette kan forklare at det har vært en enda høyere bruttoimport i 2004 enn i 1996. Den norske krafteksporten i 2004 var den laveste som er observert siden 1987.

Figur 1.3.32: Bruttoimport/eksport Norge, 1995 – 2004, TWh. Kilde: Nord Pool



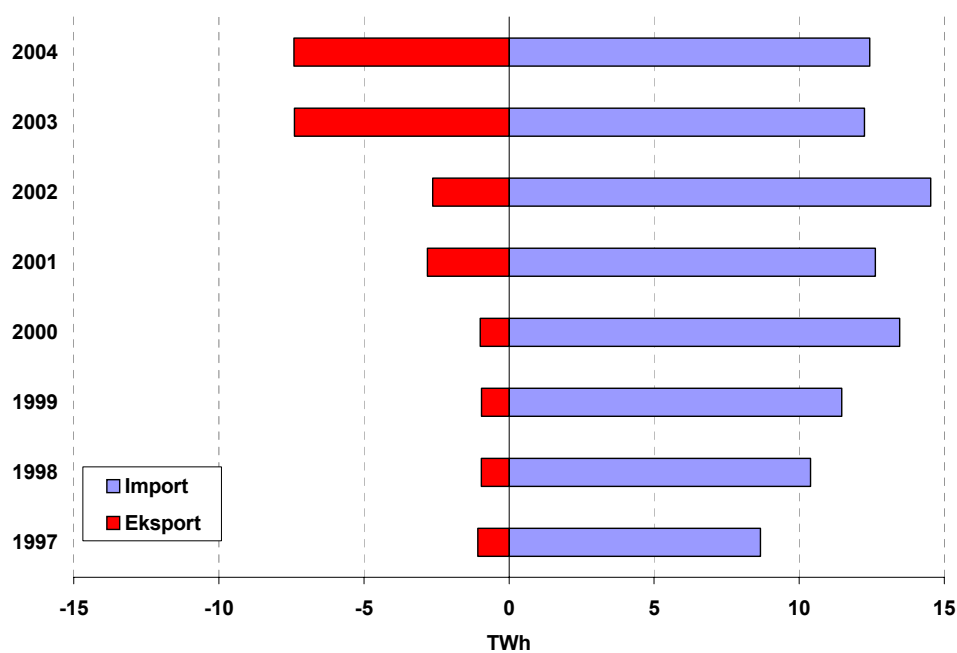
Finland har også vært nettoimportør i siste kvartal av 2004. Om lag 90 prosent av den totale finske importen på 3,2 TWh kommer fra Russland. Utover i oktober økte den finske kraftproduksjonen samtidig som importen fra Russland holdt seg stabil. Dette ga større eksport til Sverige. Fra balanse i utvekslingen mellom Finland og Sverige i uke 43, var det i uke 47 finsk nettoeksport til Sverige på 130 GWh. Den store finske eksporten til Sverige gjennom fjerde kvartal har ført til en nettoeksport på til sammen 1,1 TWh. Dette har igjen gitt en samlet finsk nettoimport på 1,7 TWh i fjerde kvartal 2004.

Figur 1.3.33: Finsk utveksling av kraft, uke 40-52, 2004. MWh. Kilde: Nord Pool



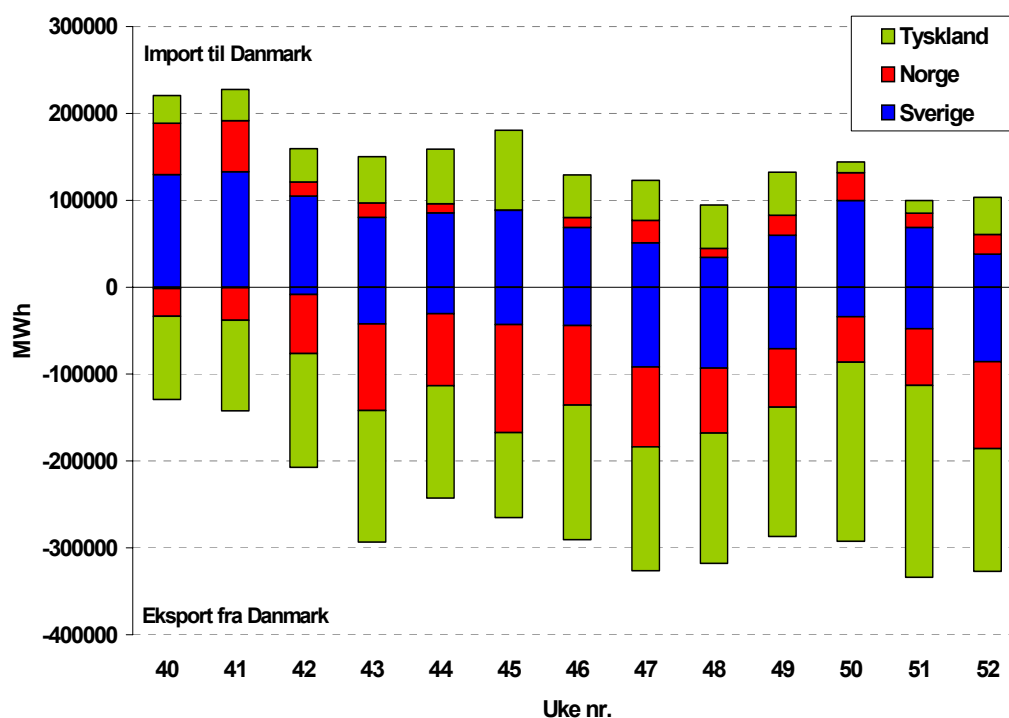
I 2004 har den finske import/eksportsituasjonen vært omtrent som i fjor. Den finske eksporten i 2004 var 7,4 TWh, hvilket er identisk med eksporten i 2003. Importen var 12,4 TWh, mot 12,2 i fjor. Mønsteret med høy finsk import fra Russland og stor reeksport til Sverige er også sammenfallende med året før. Økt finsk produksjon i 2003 og 2004 har ført til at det i disse årene har vært en betydelig økning i eksporten mot Sverige.

Figur 1.3.34: Bruttoimport/eksport Finland, 1997 – 2004, TWh. Kilde: Nord Pool



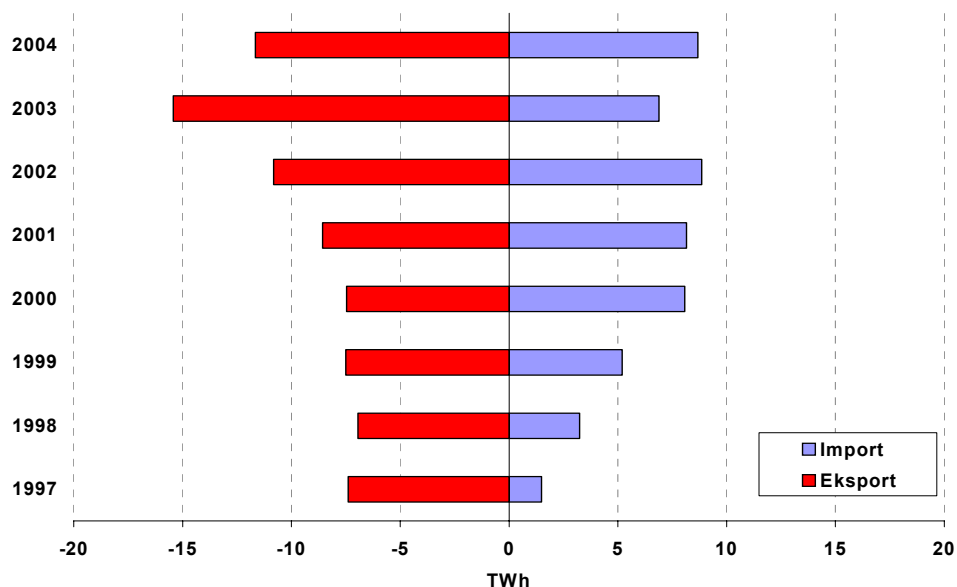
Danmark var nettoimportør av elektrisk kraft i starten av oktober 2004. Utover i fjerde kvartal har situasjonen snudd og Danmark ble etter hvert nettoeksportør. Eksporten ble mulig siden den danske kraftproduksjonen økte i denne perioden. Fra Danmark har det gjennom fjerde kvartal 2004 vært høy eksport til Tyskland. I sum har det blitt eksportert 1,9 TWh på fastlandsforbindelsen fra Jylland og over Kontek-kabelen fra Sjælland. Importen fra Tyskland har stort sett funnet sted på natten og i helgene, og har til sammen utgjort 0,6 TWh. Begge de danske elspotområdene fungerer som transittområder. Importert kraft fra Tyskland i lavlastperioder reeksporteres ofte mot Norge og Sverige. Likeledes er det import fra de andre nordiske landene og eksport mot Tyskland i høylastperioder. I fjerde kvartal har det vært en samlet dansk eksport til Sverige på 0,6 TWh, mens det har blitt importert 1,0 TWh.

Figur 1.3.35: Dansk utveksling av kraft, uke 40-52, 2004. MWh. Kilde: Nord Pool



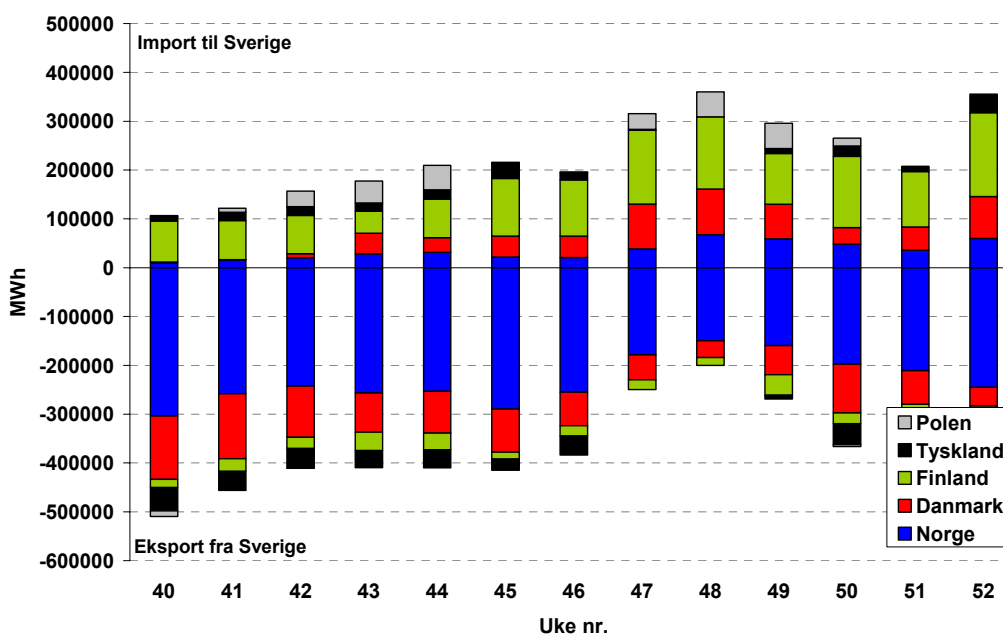
Danmark har i alle år i perioden 1997 til 2004, unntatt 2000 vært en årlig nettoeksportør av kraft. I 2000 ga høye tilsig høy vannkraftproduksjon og stor eksport mot Danmark fra Norge og Sverige. I 2004 var importen inn til Danmark totalt 8,5 TWh, hvorav 1,5 TWh fra Norge og 3,7 TWh fra Sverige. Den samlede danske eksporten i 2004 var 11,4 TWh. Av disse har 5,2 TWh blitt eksportert til Tyskland.

Figur 1.3.36: Bruttoimport/eksport Danmark, 1997 – 2004, TWh. Kilde: Nord Pool



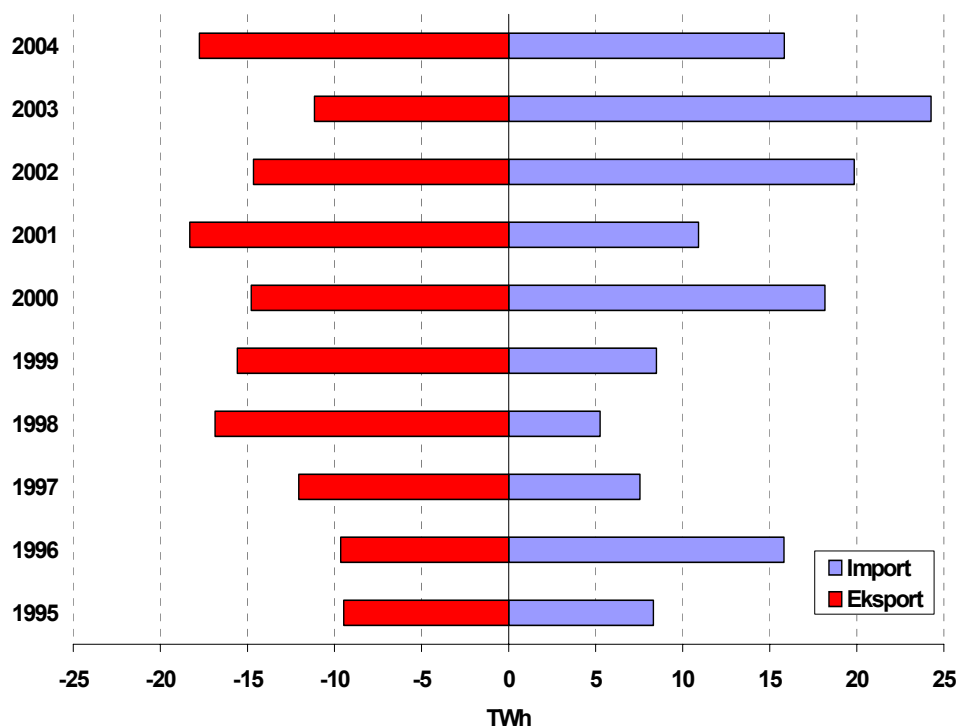
I begynnelsen av fjerde kvartal 2004 var det en høy svensk nettoeksport. Årsaken var stor eksport av kraft til Norge og til en viss grad Danmark. Fra midten av november hadde Sverige mer balansert kraftutveksling, etter at importen fra Finland og Danmark økte og eksporten til Norge avtok. I Sverige har utvekslingen innebåret en samlet import på 3,0 TWh i fjerde kvartal, mens det er eksportert 4,8 TWh. Mot Tyskland har det gjennom fjerde kvartal 2004 vært en samlet svensk eksport på 0,4 TWh. I motsatt retning har det gått 0,2 TWh. Mellom Sverige og Polen har det for det meste vært svensk import. I sum over kvartalet har det vært svensk nettoimport på 0,2 TWh. Den svenske utvekslingen mot ikke-nordiske land har dermed vært i balanse i fjerde kvartal 2004.

Figur 1.3.37: Svensk utveksling av kraft, uke 40-52, 2004. MWh. Kilde: Nord Pool



Samlet svensk nettoeksport i fjerde kvartal 2004, bidro til at Sverige året sett under ett også ble nettoeksportør. I løpet av de foregående tre kvartalene var det balansert svensk utveksling med 13 TWh eksport og 13 TWh import. Nettoeksporten i fjerde kvartal på 1,8 TWh, ble dermed også den årlige nettoeksporten. I 2003 hadde Sverige en nettoimport på over 13 TWh.

Figur 1.3.38: Bruttoimport/eksport Sverige, 1995 – 2004, TWh. Kilde: Nord Pool



## 1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet

### 1.4.1 Utviklingen i elspotmarkedet

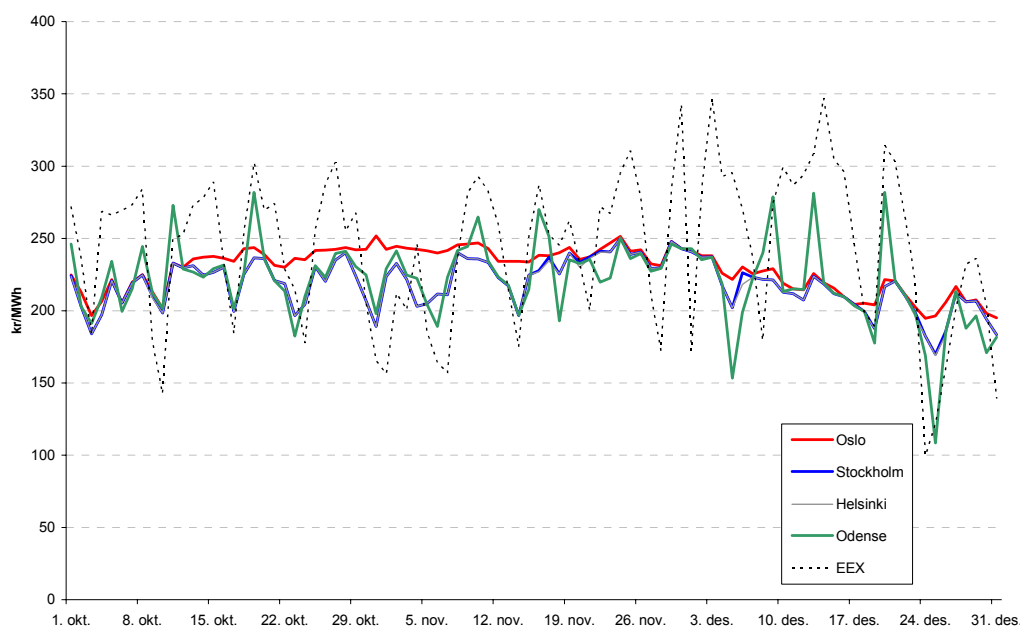
Kraftprisene viste en økende tendens i begynnelsen av fjerde kvartal 2004. Fra uke 40 til uke 44 steg systemprisen fra 210 kr/MWh til 238 kr/MWh. Deretter var prisen relativt stabil fram til uke 48, hvorefter prisen sank til 199 kr/MWh i uke 53. Prisbevegelsene sammenfaller godt med endringene i det observerte tilsiget til de norske kraftmagasinene, som var under normalt i begynnelsen av kvartalet, og betydelig over normalt i siste del av kvartalet.

Systemprisen ble 226 kr/MWh i fjerde kvartal i 2004, og det er 55

kr/MWh lavere enn i tilsvarende periode i 2003. Dette har blant annet sammenheng med endringene i magasinbeholdning. Magasinene hadde om lag 13 prosentpoeng høyere fylling ved utgangen av 2004 enn ved utgangen av 2003. I 2002 var gjennomsnittsprisen for fjerde kvartal hele 364 kr/MWh.

Elspotpriser kr/MWh	4. kv. 2004	Endring fra 4. kv. 2003	2004	Endring fra 2003
NO1	229	- 20 %	246	- 16 %
NO2	229	- 18 %	244	-16 %
Sverige	219	- 21 %	235	-19 %
Finland	218	- 17 %	232	- 17 %
Danmark Ø.	221	-21 %	237	- 19 %
Danmark V.	221	- 13 %	241	- 10 %

Figur 1.4.1: Spotpriser i fjerde kvartal 2004, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og European Electricity Exchange (EEX)



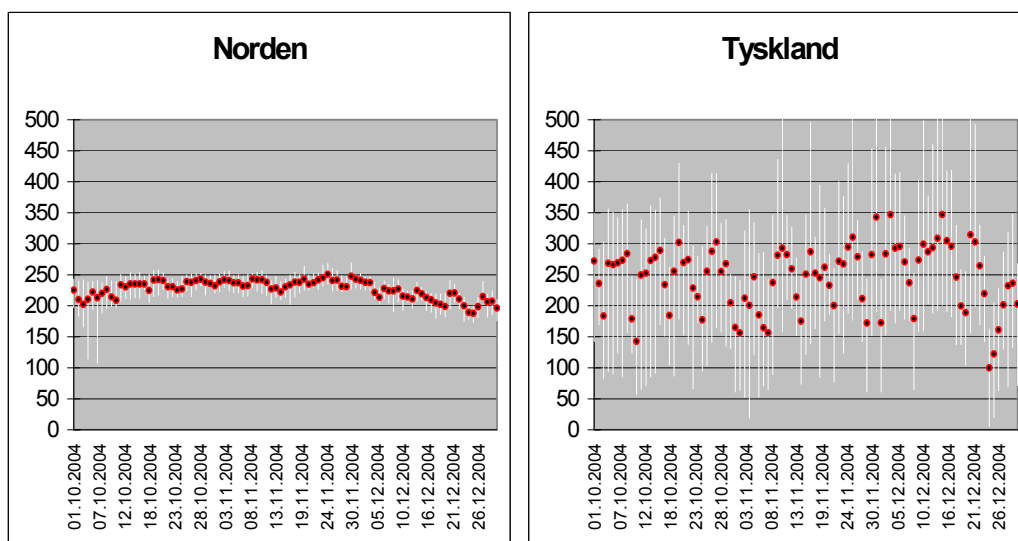
Spotprisen i Norge har ligget over den svenske prisen i store deler av fjerde kvartal. Høy svensk produksjon har i fjerde kvartal bidratt til betydelig import til Norge fra Sverige. I mange tilfeller har flaskehalser ført til at det oppstår prisforskjeller mellom NO1 og

Sverige i lavlast om natten og i helgene. På dagtid i ukedagene har imidlertid prisene i Norge og Sverige i stor grad vært sammenfallende med de svenske prisene. Høye tilsig i andre halvdel av fjerde kvartal har imidlertid bidratt til økt norsk vannkraftproduksjon og synkende priser. Dette har også resultert i at prisforskjellene mellom Norge og Sverige har blitt redusert.

Den gjennomsnittlige elspotprisen i NO1 var 229 kr/MWh i fjerde kvartal, og det er 57 kr/MWh lavere enn i 2003. I Sverige var prisen 219 kr/MWh, en nedgang på 58 kr/MWh fra fjerde kvartal i fjor. For hele året 2004 var gjennomsnittsprisene for NO1 og Sverige henholdsvis 246 kr/MWh og 235 kr/MWh.

Figuren nedenfor viser at de tyske spotprisene (EEX) varierer langt mer enn de nordiske prisene. I fjerde kvartal var den tyske gjennomsnittsprisen 244 kr/MWh. I gjennomsnitt over alle timene i fjerde kvartal var prisforskjellen mellom den nordiske systemprisen og den tyske spotprisen 62 kr/MWh. Sammenlignet med de Jylland, Sjælland og Sverige, som er de områdene som har overføringsforbindelser til Tyskland, er prisforskjellene mellom disse områdene og tyskland noe mindre. Forskjellen fra Jylland var i fjerde kvartal 55 kr/MWh, mens forskjellen fra Sjælland var 56 kr/MWh. I forhold til Sverige var den gjennomsnittlige prisforskjellen 58 kr/MWh.

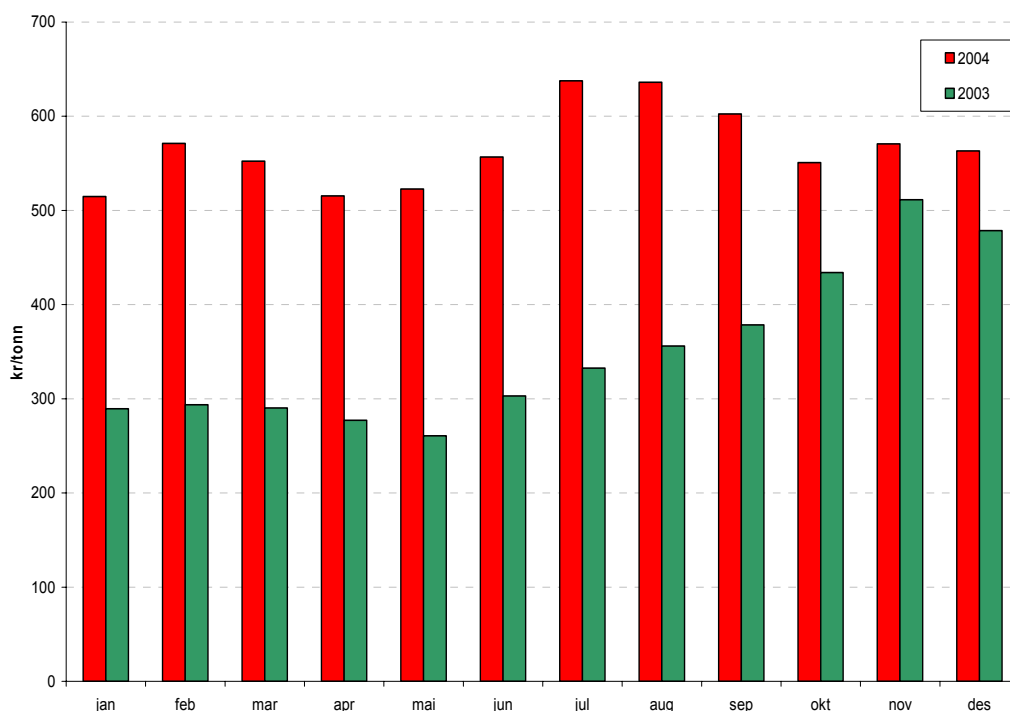
**Figur 1.4.2: Nordisk og tysk døgngjennomsnitt og prisvariasjonsbredde gjennom døgnet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og European Electricity Exchange (EEX)**



I figuren nedenfor vises utviklingen i kullprisen inkludert fraktkostnader til Nord-Europa. Av figuren ser vi at kullprisene i 2004 har ligget betydelig over prisene i 2003. Prisene i fjerde kvartal var noe lavere enn i tredje kvartal, bl.a. som følge av valutasvingninger. Noteringen fra første handelsdag i desember var \$ 92 pr. tonn. Dette er en økning på om lag 29 prosent fra tilsvarende dato i fjor.



Figur 1.4.3 Kullpris ved inngangen til måneden inkl. fraktpriser, kr/tonn. Kilde: Mc Closkey's Coal Report



Basert på en kullpris på 562 kr/tonn (gjennomsnittspris for fjerde kvartal 2004) vil brenselkostnaden for et kullkondensverk med virkningsgrad 40 prosent være 180 kr/MWh<sup>4</sup>. Eventuelle avgifter på brensel eller utlipp, og andre variable produksjonskostnader kommer i tillegg når marginalkostnaden for et kullkondensverk skal anslås.

### 1.4.2 Flaskehalsar

Prisforskjeller mellom de nordiske elspotområdene skyldes at kraften verdsettes forskjellig i de respektive områdene. I disse tilfellene utnyttes tilgjengelig overføringskapasiteten mellom områdene til å transportere kraft fra områder med lav pris til områder med høy pris. Prisforskjellene mellom to områder gir signaler om lønnsomhet av ny utvekslingskapasitet. I det nordiske markedet har det i fjerde kvartal og også tidligere i 2004, vært flaskehalsar og prisforskjeller som skyldes at de faktiske utvekslingskapasitetene mellom områdene har blitt redusert av systemoperatørene.

<sup>4</sup> Energiinnhold kull: 28,1 Gj/tonn

Energienhet: 1MWh = 3,6 Gj

Brenselkostnad kullkondens er da:

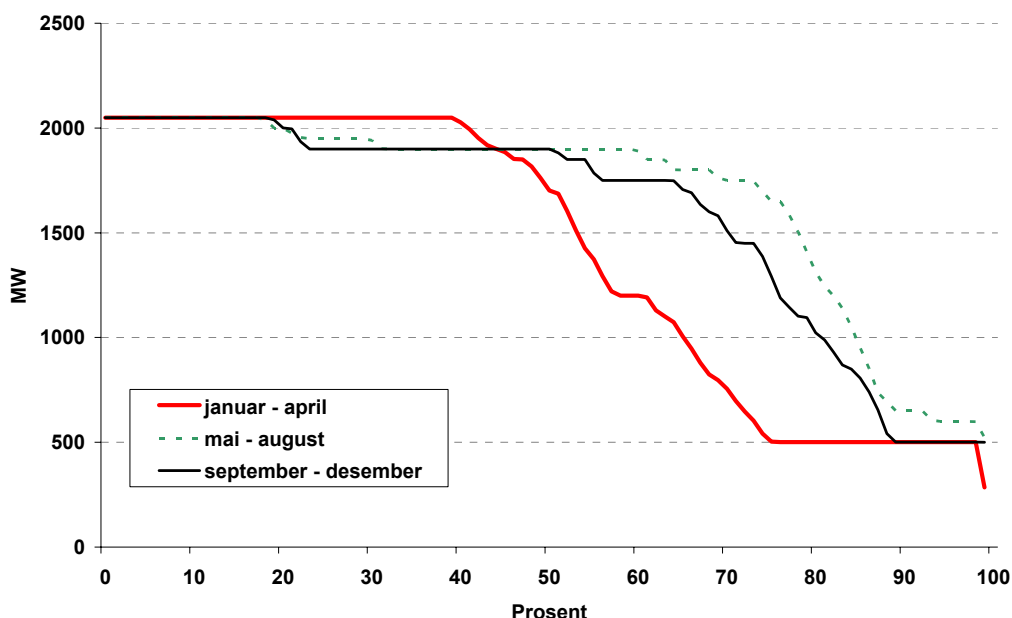
$$562 \frac{\text{kr}}{\text{tonn}} * \frac{1}{28,1 \frac{\text{Gj}}{\text{tonn}}} * 3,6 \frac{\text{Gj}}{\text{MWh}} * \frac{1}{0,40} = 180 \frac{\text{kr}}{\text{MWh}}$$

Kapasitetsreduksjonene begrunnes ofte med vedlikeholdsaktivitet, interne nettbegrensninger eller problemer i et eller begge de sammenknyttede elspotområdene.

Gjennom fjerde kvartal har det eksempelvis vært prisforskjeller mellom Sør-Norge og Sverige i 38 prosent av timene. I 92 prosent av disse har det blitt stilt lavere overføringskapasitet til rådighet for markedet enn den nominelle kapasiteten på forbindelsen.

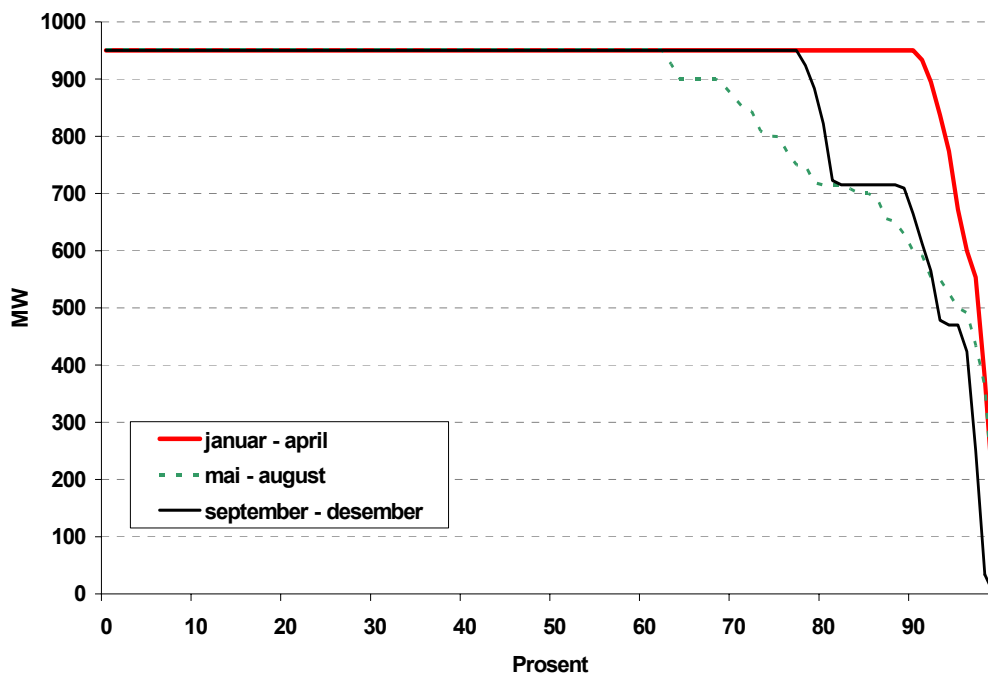
I figuren under vises kapasiteten som er stilt til rådighet for markedet time for time i 2004. Ofte har kapasiteten fra Sverige til Sør-Norge blitt redusert ned til 500 MW i lavlasttimene, det vil si natt og helg. Fra mai til medio oktober, når lasten i Sør-Sverige var lav, var bruken av kapasitetsbegrensning fra Sverige til Sør-Norge mindre. Kapasitetsbegrensningene har svært ofte gitt høyere priser i Sør-Norge enn i Sverige. Med full overføringskapasitet kunne Norges kraftimport fra Sverige vært mer enn 1 TWh høyere enn den faktisk ble gjennom 2004.

Figur 1.4.4 Tilgjengelig overføringskapasitet fra Sverige til Sør-Norge, 2004, MW. Kilde: Nord Pool



Mellom Norge og Jylland har det vært flaskehalser i om lag 40 prosent av timene i 2004. I overkant av 1000 av årets timer var prisen høyere i Jylland enn i Norge. I om lag 2500 timer har prisene i Sør-Norge vært høyere enn på Jylland og i en fjerdedel av denne tiden var det redusert kapasitet fra Jylland til Norge. I løpet av 2004 har det vært stilt mer enn 90 prosent av full overføringskapasitet (> 855 MW) i 80 prosent av årets timer. Til sammenligning har mer enn 90 prosent av overføringskapasiteten fra Sverige til Sør-Norge (> 1845 MW) vært i tilgjengelig for markedet i 55 prosent av tiden.

Figur 1.4.5 Kapasitet stilt til rådighet for markedet fra Jylland til Sør-Norge, 2004, MW. Kilde: Nord Pool



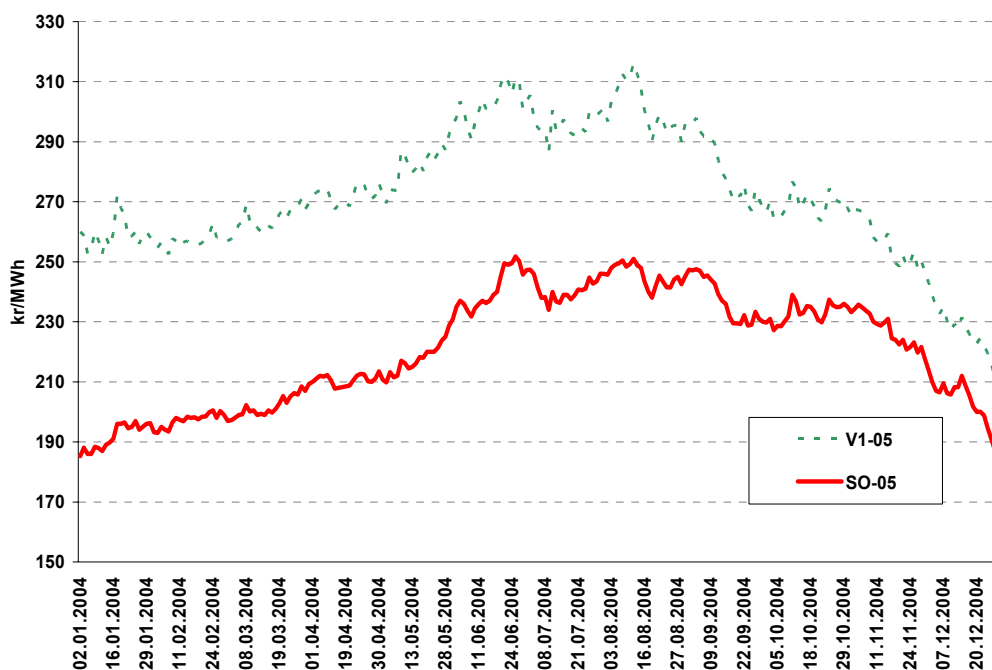
### 1.4.3 Terminpriser

Figur 1.4.6 viser utviklingen i sluttprisene på kontraktene vinter 1-05 (januar-april 2005) og sommer 05 (mai-september 2005) for året 2004.

Ved inngangen til fjerde kvartal 2004 var vinter 1-kontrakten priset til 270 kr/MWh, mens sommer 05-kontrakten var priset til om lag 230 kr/MWh. I løpet av fjerde kvartal bidro tilsig over normalen til at terminprisene sank betydelig. Ved utgangen av fjerde kvartal ble vinter 1-05 siste gang omsatt til 211 kr/MWh, noe som innebærer en nedgang på om lag 22 prosent i løpet av fjerde kvartal. Prisen på sommer 05-kontrakten endte på 185 kr/MWh den 30. desember 2004. Dette er en nedgang på om lag 20 prosent i løpet av fjerde kvartal 2004. Ved utgangen av 2003 var sommer 05-kontrakten priset til 190 kr/MWh, noe som innebærer at prisen på denne kontrakten kun har falt med 5 kr/MWh i løpet av 2004. Prisen på vinter 1-05 har imidlertid falt med 48 kr/MWh fra 259 kr/MWh til 211 kr/MWh i løpet av året.

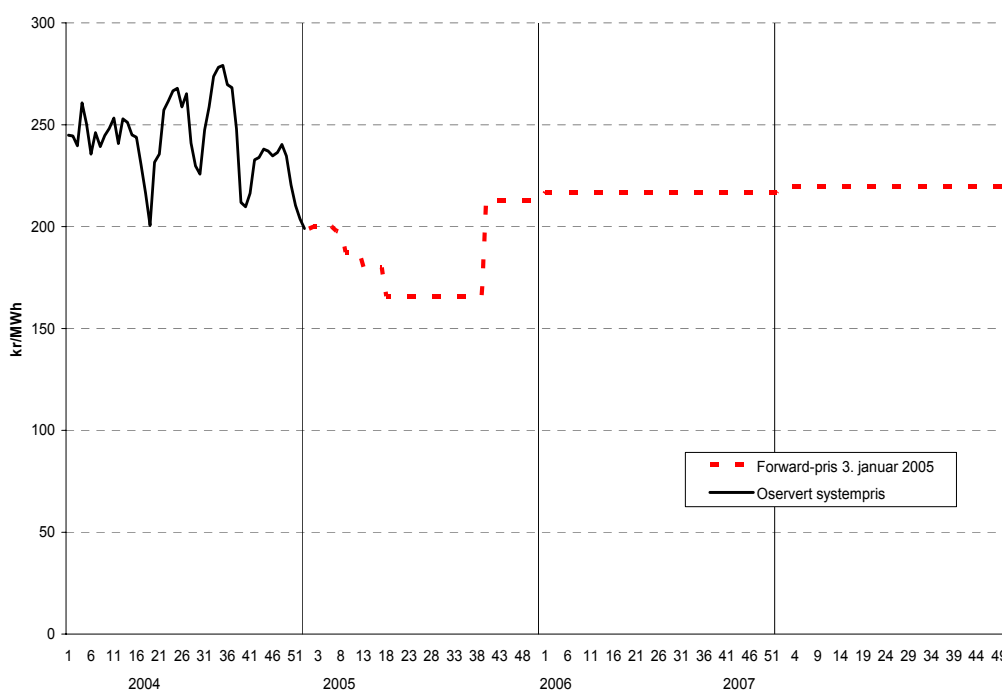
På samme tidspunkt i fjor, endte tilsvarende kontrakter (vinter 1-04 og sommer 04) på henholdsvis 260 NOK/MWh og 213 NOK/MWh. Lavere terminpriser i år, stemmer godt med den bedrede magasinfyllingen ved inngangen til 2005.

Figur 1.4.6 Prisutvikling vinter 1-05 og sommer 05 i fjerde kvartal, kr/MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 1.4.7 viser systemprisen i 2004, samt terminpriser observert 3. januar 2005 for årene 2005 til 2007. Som figuren viser, indikerer terminprisene at markedet forventer at spotprisene vil ligge betydelig lavere sommeren 2005 enn det som ble observert sommeren 2004. Gjennomsnittsprisen for månedene fra oktober 05 til desember 05 er forventet å ligge på om lag 215 kr/MWh. Årskontraktene for 2006 og 2007 var 3. januar 2005 priset til henholdsvis 217 kr/MWh og 220 kr/MWh.

Figur 1.4.7 Observert systempris i 2004 og priser i forwardmarkedet pr 3. januar 2005, kr/MWh. Kilde: Nord Pool



## 1.5 Sluttbrukermarkedet

Husholdningskunder kan i dag velge mellom et bredt utvalg av kraftleveringskontrakter. Den mest utbredte kontraktstypen er standard variabel kontrakt hvor kraftleverandøren setter en pris som kan endres med to ukers varsel. Hvis man ønsker en mer forutsigbar kraftpris kan man velge fastpriskontrakt. Her avtaler kunden og kraftleverandøren en gitt pris for en bestemt tidsperiode. Markedspris er en tredje kontraktstype. Dette er en avtale om at prisen følger markedsprisen (spotpris) som fastsettes på kraftbørsen Nord Pool. I tillegg til spotprisen må kunden betale et prispåslag.

### 1.5.1 Priser og prisutvikling

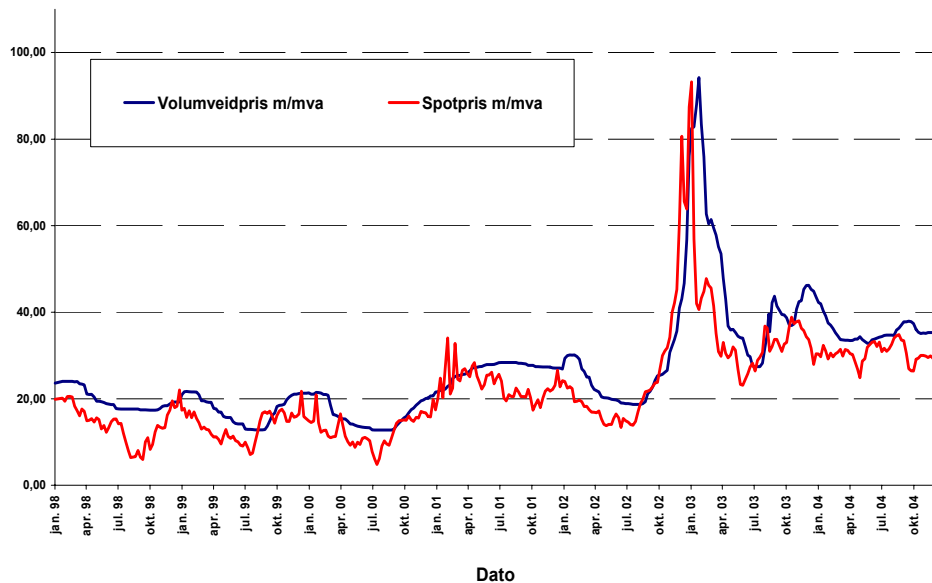
Standard variabel kraftpris inkludert mva lå ved inngangen til 2004 på 42,3 øre/kWh for et utvalg bestående av dominerende kraftleverandør i 26 av de største nettområdene. Prisen gikk imidlertid raskt ned, og har variert mellom 32 og 38 øre/kWh gjennom hele året. Som følge av fallende engrospriser har standard variabel pris sunket til 33,7 øre ved utgangen av 4. kvartal 2004.

Ved inngangen til året var den markedsmessige marginen (standard variabel kraftpris eksklusiv mva – spotpris) hele 10,6 øre/kWh. Dette kom som følge synkende spotpris, og at leverandørene ikke umiddelbart senket prisene på standard variabel kontrakt. Marginen sank gjennom første kvartal til 2 øre/kWh. Marginen lå på samme nivå gjennom andre kvartal før den økte til 9 øre/kWh mot slutten av tredje kvartal. I fjerde kvartal har marginen ligget mellom 4 og 9 øre/kWh, og ved utgangen av året på 6,9 øre/kWh. Den markedsmessige marginen er eksklusiv merverdiavgift. Som følge av langt større variasjoner i spotprisen gjennom 2003, varierte den markedsmessige marginen i langt større grad enn det som var tilfellet i 2003.

Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for utvalget av dominerende kraftleverandører lå i snitt på 35,6 øre/kWh i 2004. Vekter man gjennomsnittet med hensyn på leverandørenes størrelse øker gjennomsnittsprisen med 2,2 øre til 38,9 øre/kWh. De store aktørene ligger med andre ord høyere i pris enn de mindre. For fjerde kvartal 2004 var gjennomsnittsprisen 34,9 øre/kWh. Dette var en liten nedgang fra tredje kvartal da prisen var 35,7 øre/kWh.

Gjennomsnittlig spotpris inkludert mva lå i 2004 på 30,2 øre/kWh. Dette er betraktelig lavere enn gjennomsnittet for 2003 som var på 36,3 øre/kWh. Spotprisen inkludert mva var 28,1 øre/kWh i fjerde kvartal 2004, noe under gjennomsnittet for året sett under ett. I fjor var gjennomsnittlig spotpris inkludert mva 34,9 øre/kWh i fjerde kvartal. Ved utgangen av 2004 var spotpris inkl. mva. nede i 25,1 øre/kWh.

Figur 1.5.1 Utviklingen i standard variabel kraftpris og spotpris m/ påslag på 2,5 øre/kWh. Alle priser inkludert mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

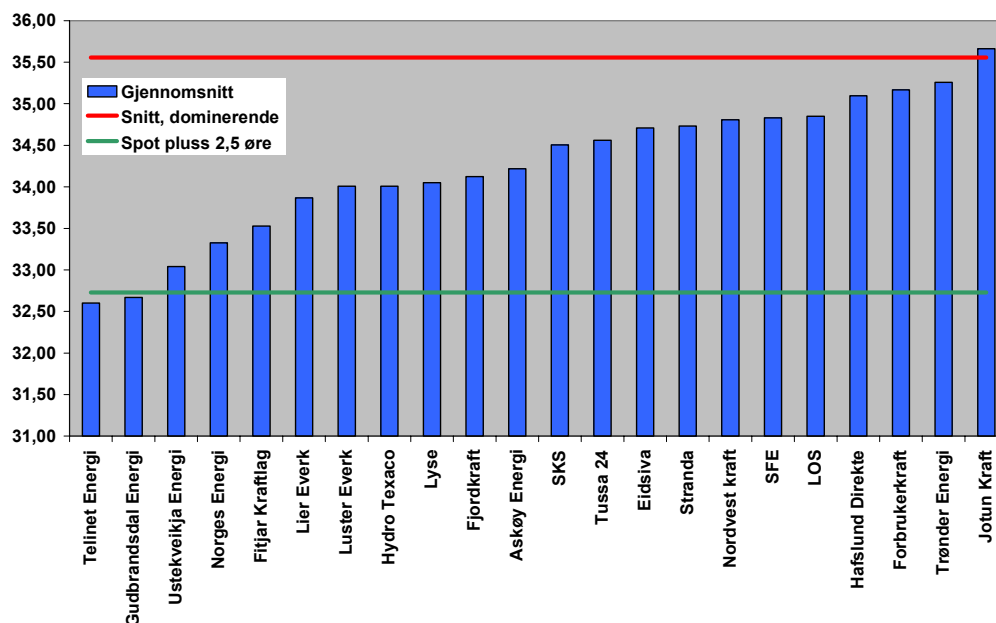


Figuren nedenfor sammenlignes gjennomsnittlig standard variabel kraftpris med gjennomsnittlig kraftpris for hver enkelt landsdekkende leverandør for fjerde kvartal 2004. Den gjennomsnittlige standard variable kraftprisen er beregnet på bakgrunn av kraftprisen til dominerende kraftleverandør i 26 av de største nettområdene. En landsdekkende kraftleverandør tilbyr kraft uavhengig av hvilket nettområde kunden tilhører.

Gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for dominerende leverandører var i snitt 35,6 øre/kWh gjennom 2004. Av de landsdekkende leverandørene som figurerte på Konkurransetilsynets prisoversikt gjennom hele året, var det kun en leverandør som lå over dette snittet mens hele 21 leverandører hadde lavere pris enn snittet av de dominerende leverandørene. Sammenligner vi med en spotpriskontrakt med et påslag på 2,5 øre, blir bildet annerledes. Da er det kun to landsdekkende leverandører som tilbyr en standard variabel kontrakt som er rimeligere enn spotpriskontrakten.<sup>5</sup>

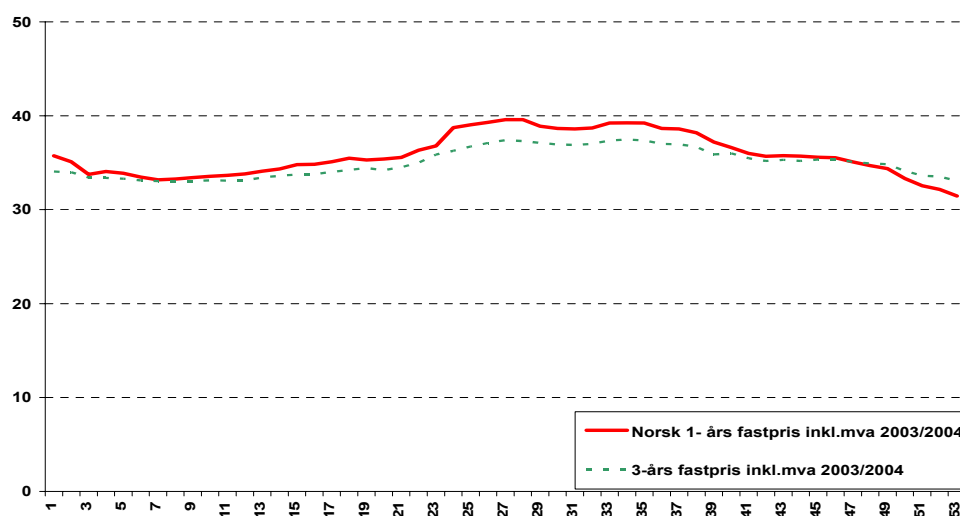
<sup>5</sup> Det er kun brukt aritmetiske gjennomsnitt og forbruksprofil er ikke hensyntatt.

Figur 1.5.2 Standard variabel kraftpris inkl. mva. Aritmetisk snitt for 22 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med snittet for utvalget av dominerende leverandører og med en tenkt spotpriskontrakt med påslag på 2,5 øre/kWh. Pris i øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1-års fastpriskontrakt ble ved inngangen til 2004 tilbudt til 36,7 øre/kWh. Dette er et gjennomsnitt av prisene på Konkurransetilsynets prisoversikt. Prisen sank noe for så å holde seg stabilt på 33-34 øre/kWh frem til uke 17. Fra uke 17 til uke 34 steg prisen til 39,2 øre/kWh. Deretter viser snittet av fastpriskontrakter en nedgang ut året. Ved utgangen av året ble 1-års fastpriskontrakt tilbudt til 31,5 øre/kWh. 3-års fastpriskontrakt hadde i stor grad en lignende bane, men med noe mindre prisvariasjoner. Prisen for en 3-års fastpriskontrakt var 34,1 øre/kWh ved inngangen av året og 33,1 øre/kWh ved utgangen. 1-års fastpriskontrakt er basert på et aritmetisk snitt av 21 landsdekkende leverandører, mens 3-års fastpriskontrakt er beregnet på bakgrunn av 13 landsdekkende leverandører.

Figur 1.5.3 Prisutviklingen for 1- og 3 års fastpriskontrakter med årsforbruk på 20 000 kWh for 2004, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet



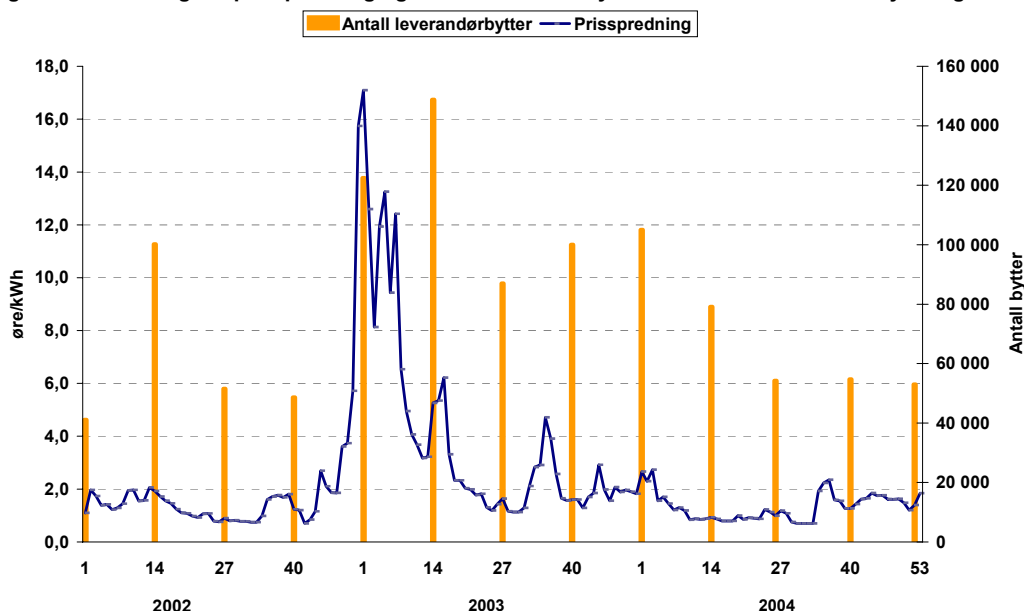
## 1.5.2 Leverandørbytter

Norske husholdningskunder står fritt til å skifte kraftleverandør og kontraktstype dersom de ikke har knyttet seg til en leverandør gjennom for eksempel en fastpriskontrakt for en gitt periode. Normalt tar det tre til fire uker å bytte fra en kraftleverandør til en annen.

Foreløpige tall viser at det i 2004 ble det registrert om lag 240 000 leverandørbytter blant husholdningskundene. Dette er en nedgang på 46 prosent i forhold til fjoråret. I fjerde kvartal 2004 var det anslagsvis 53 000 som byttet leverandør. Det er noe færre enn i tredje kvartal. I andre og tredje kvartal har det vært liten prisspredning mellom kraftleverandørene, og dette kan forklare nedgangen i antall leverandørskifter.

Videre viser de foreløpige tallene at 23 prosent eller 555 000 husholdningskunder har valgt en annen enn den dominerende kraftleverandøren i nettområdet<sup>6</sup>. Dette er en reduksjon på om lag 8 000 fra tredje kvartal i år. Det er likevel en økning på om lag 10 000 fra tilsvarende kvartal i fjor.

Figur 1.5.4 Utviklingen i prisspredning og antall leverandørbytter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



## 1.5.3 Kontraktvalg

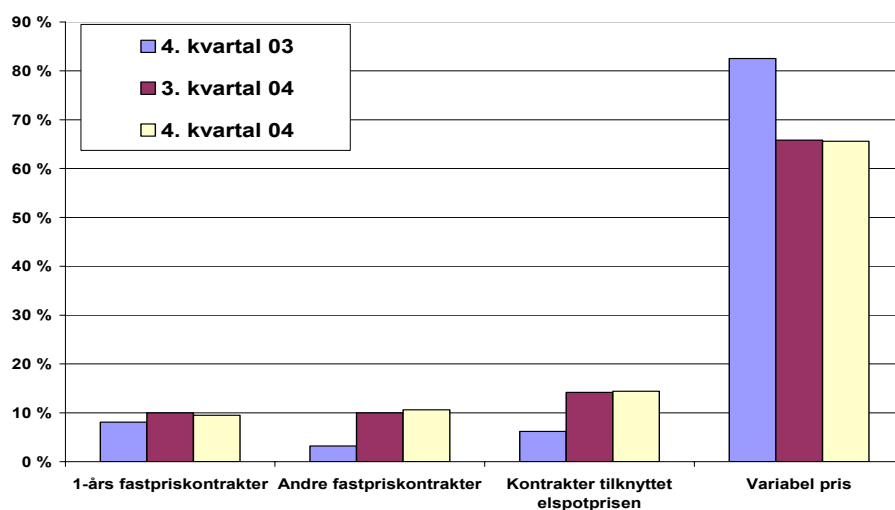
Kraftvolumet solgt til husholdninger med fastpriskontrakt lå i fjerde kvartal 2004 på 20 prosent. Det er omtrent det samme som i tredje kvartal 2004, men betydelig høyere enn i fjerde kvartal 2003 hvor andelen med fastpris var 11,3 prosent. Standard variabel kontrakt er fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge med volum i fjerde kvartal 2004 på 65,6 prosent. Dette er uendret fra foregående kvartal, mens det er en nedgang fra tilsvarende kvartal i fjor. Kontrakter tilknyttet spotprisen lå i fjerde kvartal 2004 på 14,4 prosent av kraftvolumet solgt til husholdninger, det er en liten økning fra

<sup>6</sup> Det vil ofte si den leverandøren som opprinnelig var tilknyttet nettselskapet før markedet ble deregulert i 1991.



tredje kvartal i år. Andelen kontrakter knyttet til spotprisen har økt siden fjerde kvartal i fjor.

**Figur 1.5.5 Utvikling i valg av kontraktstyper i husholdningsmarkedet, etter solgt kvantum i utvalget.**  
Kilde: SSB



#### 1.5.4 Nettleie til husholdningskunder

NVE fastsetter en årlig inntektsramme for hvert nettselskap. Størrelsen på inntektsrammene påvirkes av selskapets kjennetegn, som for eksempel kundestruktur, antall kilometer ledning og topografi. Enkelte selskap har inntektsrammer på knapt 1 million kroner, mens andre har inntektsrammer på over 1 milliard kroner. NVE fastsetter rammen slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig kapitalavkastning gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Dagens inntektsrammeregulering gir selskapene motivasjon til å drive nettet effektivt og til lavest mulig kostnad.

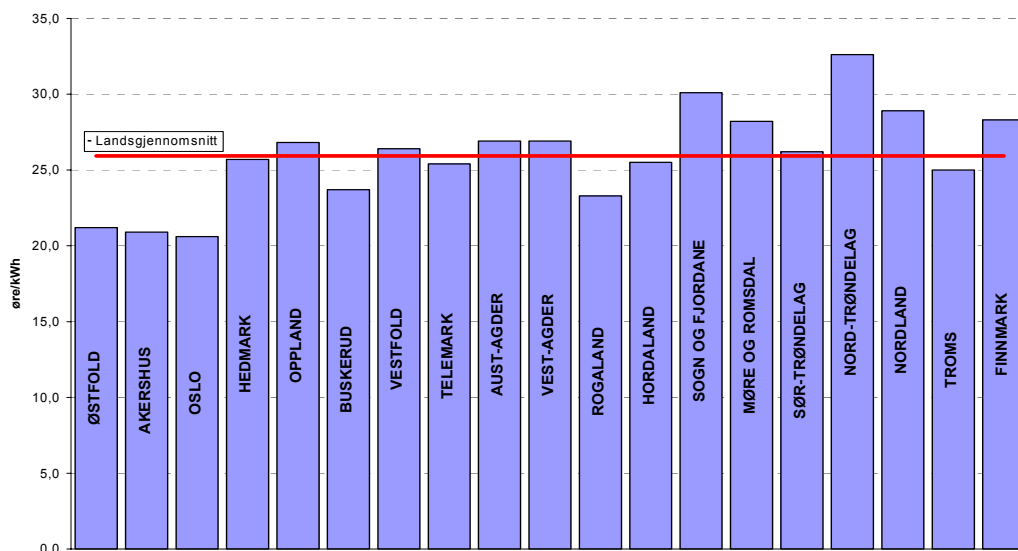
Tariffene (nettleien), som fastsettes av nettselskapet, skal settes slik at inntekten for det enkelte år så langt som mulig er i tråd med inntektsrammen. Usikkerhet blant annet knyttet til kundemassen sitt forbruk og kraftpriser kan gjøre det vanskelig å forutsi inntekter og kostnader for nettselskapet. I år der nettselskapets inntekter overstiger inntektsrammen (merinntekt) er nettselskapet pliktige til å tilbakebetale dette til kundene gjennom justerte tariffer i påfølgende periode. I tilfeller med et negativt avvik fra inntektsrammen (mindreinntekt) kan nettselskapet velge å øke tariffene i påfølgende periode.

Ved inngangen til 2005 var den gjennomsnittlige nettleien for en husholdningskunde 25,9 øre/kWh (eksklusiv mva og forbruksavgift). Dette er en økning på 0,7 øre/kWh fra inngangen til tredje kvartal 2004. Den viktigste grunnen til veksten er innhenting av mindreinntekt. En del nettselskap har de siste årene opparbeidet store mindreinntektssaldoer, og dette kan de velge å ta inn gjennom økt nettleie.

Det er stor spredning mellom høyeste og laveste nettleie til husholdningene både innenfor og utenfor fylkesgrensene. Oslo har det laveste veide snittet på 20,6 øre/kWh, mens

Nord- Trøndelag ligger i andre enden av skalaen med en nettleie på 32,6 øre/kWh. I begge disse fylkene steg nettleien fra 2004. I andre fylker, som for eksempel Hordaland har nettleien falt fra 2004.

**Figur 1.5.6 Beregnet nettleie (ekskl. mva og forbruksavgift) per 1. januar 2005. Forbruk lik 20 000 kWh. Veid gjennomsnitt for hvert fylke, der vektene er nettselskapenes overføringskvanta (GWh), øre/kWh. Kilde: NVE**



### 1.5.5 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 var 15 265 kroner i 2004 ved standard variabel kontrakt, og 14 571 kroner per år ved markedskontrakt (spotpris).<sup>7</sup> Fra 2003 til 2004 var det en nedgang på henholdsvis 20,6 og 14,5 prosent fra året før. Årsaken er de høye strømprisene vinteren 2003. I begge årene var det klart mest lønnsomt å ha markedskontrakt. I 2003 var differansen 1 856 kroner, mens den var 694 kroner i 2004.

Den totale utgiften til nettleie og avgifter for en norsk husholdningskunde var i gjennomsnitt 8 080 kroner i 2004. Dette er en økning på 357 kroner eller 4,6 prosent fra 2003. Bak tallene ligger det en liten økning i nettleie og forbruksavgift for elektrisk kraft. Samtidig har innbetalingen til energifondet økt. For fjerde kvartal 2004 var utgiftene til nettleie og avgifter 2 622 kroner mot 2 550 året før.

Den totale kostnaden for en gjennomsnittsforbruker (standard variabel kontrakt) bestod i 2004 av 38,0 prosent til kraft, 30,0 prosent til nettleie og 32,0 prosent til avgifter.

<sup>7</sup> For markedskontraktene er det brukt spotpris inkl. mva pluss et påslag på 2,5 øre/kWh. For standard variabel kontrakt er det brukt et volumveid snitt av pris fra dominerende leverandør i et utvalg av 26 nettområder. Siden dominerende leverandør har en tendens til å ligge over resten av markedet i pris, vil dette være noe høyere enn om man brukte et snitt av alle landsdekkende leverandører, jfr. tabell 1.5.3. For å veie forbruket er det brukt forbruksprofil (JIP) for Oslo (Hafslund Nett). Beregningene er gjort ut fra et årlig forbruk på 20 000 kWh.

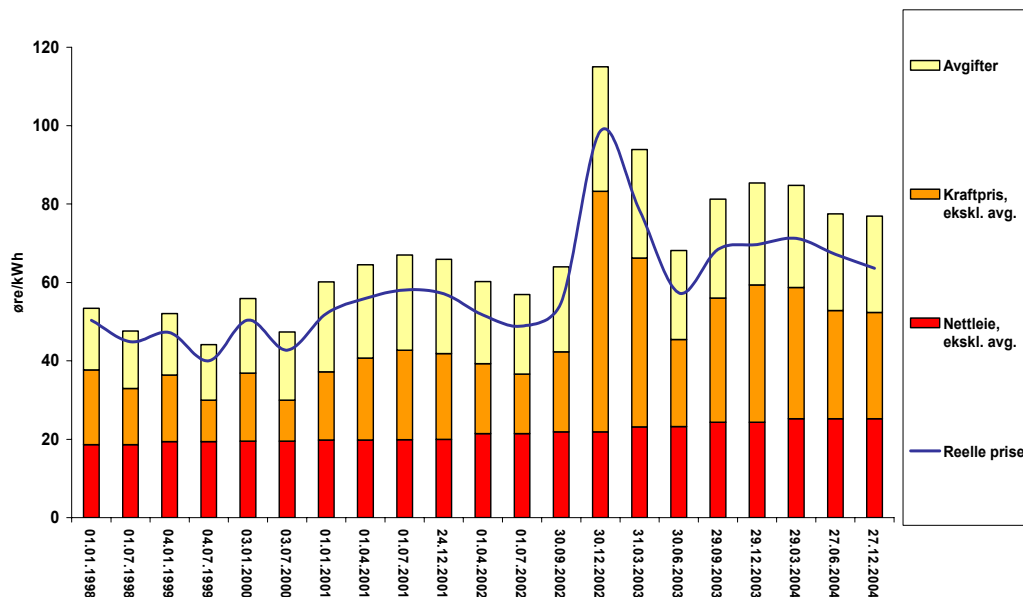
Tilsvarende tall for 2003 var 45,7 prosent til kraft, 24,1 prosent til nettleie og 30,2 prosent til avgifter.

Tabell 1.5.1 Utviklingen i total kostnad til kraft, nettleie, og offentlige avgifter i kroner. Forutsatt et årlig forbruk på 20 000 kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

	3. kvartal 2004	4. kvartal 2004	2003	2004	Endring, 2003-2004
<b>Kraft, inkl. mva</b>					
Standard variabel	2807	2360	10122	7185	-29,0 %
Markedskontrakt	2973	2062	8267	6491	-21,5 %
<b>Nettleie (inkl. avgifter og mva)</b>	2550	2622	7723	8080	4,6 %
<b>Totalt</b>					
Standard variabel	5357	4982	17846	15265	-14,5 %
Markedskontrakt	5524	4684	15990	14571	-8,9 %

Figur 1.5.7 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie, og avgifter<sup>8</sup> fra 1992 til og med 4. kvartal 2004. Gjennom hele perioden har det vært en jevn stigning i nettleien. Dette skyldes i stor grad inflasjon. Kraftprisen er langt mer varierende, men har fra desember 2002 ligget vesentlig høyere enn tidligere. Også avgiftene har vært økende i perioden. Dette skyldes blant annet merverdiavgiften, som øker når kraftpris og nettleie øker, men det skyldes også økning i forbruksavgiften gjennom perioden.

Figur 1.5.7 Utvikling i kraftpris, nettleie og avgifter. Nominelle priser. øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



<sup>8</sup> Inkluderer merverdiavgift, forbruksavgift og avgift til energifondet

## 1.5.6 Sammenlikning av ulike kontraktstyper

NVE har samlet inn prisopplysninger fra de 5 største leverandørene i Norge, og de fem billigste landsdekkende leverandørene på Konkurransetilsynets liste over kraftpriser. De 5 billigste leverandørene har måttet være på Konkurransetilsynets liste hele året for å bli tatt i betraktning. Forbruket er fordelt utover året etter Hafslund Netts justerte innmatningsprofil (JIP). Kostnadene for sluttbrukerne ved ulike kontraktstyper er beregnet ut fra et årlig forbruk på 20 000 kWh. Eventuelle fastledd er regnet inn i prisene med utgangspunkt i et forbruk på 20 000 kWh. Beregningene er gjort ut fra årets 52 første uker.

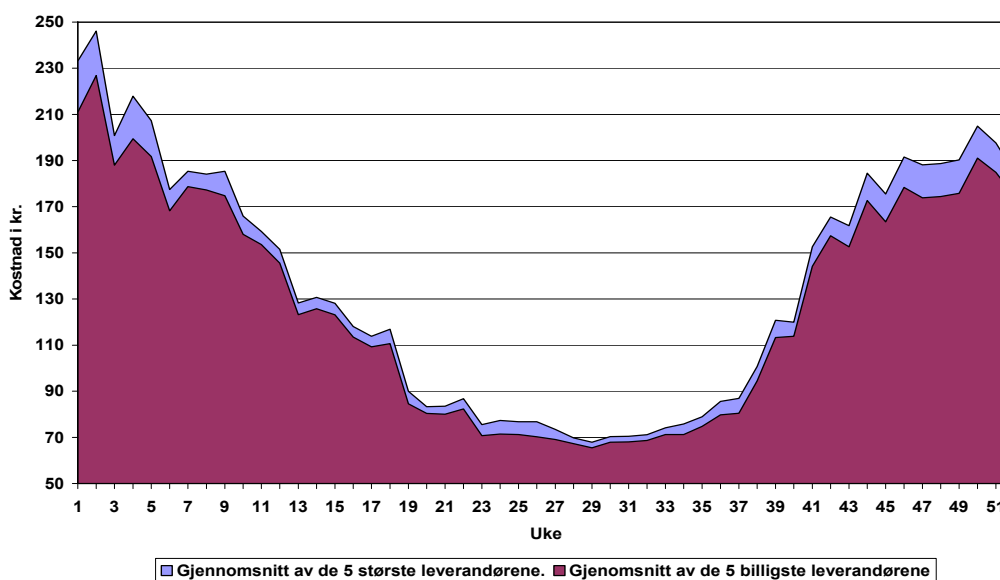
Tabell 1.5.2 Sammenlikning av årlig kostnad for en husholdning med et forbruk på 20 000 kWh<sup>9</sup>. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

Leverandørtype / Kontraktstype	Dyreste leverandør	Gjennomsnitt 5. største leverandører	Gjennomsnitt 5. billigste leverandører	Billigste leverandør
Standard variabel	7552	7052	6639	6519
1-år fastpris	7980	7375	6895	6836
Markedskontrakt <sup>10</sup>	6789	6651	6447	6355

## 1.5.7 Forskjeller mellom kontraktstyper og mellom leverandører

Differansen mellom dyreste og billigste leverandør er 1034 kroner for standard variabel kontrakt. På markedskontrakt er differansen mellom billigste og dyreste leverandør 434 kroner. Prisspredningen er altså større på standard variabel kontrakt enn på markedskontrakt. Differansen er størst mellom dyreste og billigste leverandør på kontrakt for 1-års fastpris. Her var forskjellen på 1 144 kroner.

Figur 1.5.8 Kraftkostnader for standard variabel kontrakt for fem største leverandører og fem billigste leverandører. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



<sup>9</sup> Alle priser er inkludert mva.

<sup>10</sup> Markedskontrakt = Spot pluss påslag

Figuren viser at differansen i kostnad er størst i vinterhalvåret. Vi kan også se at gjennomsnittet av de 5 største leverandørene ligger over de fem billigste gjennom hele året.

## 1.6 Utsikter for fremtidig kraftproduksjon

Den norske produksjonskapasiteten for vannkraft var ved nyttår om lag 118,9 TWh i et nedbørmessig middelår. Økningen i kapasitet har vært beskjeden siden kraftmarkedet ble liberalisert i 1991. Ved inngangen til 1991 var den sammenlignbare middelproduksjonen 114,3 TWh<sup>11</sup>. Det vil si at tilveksten i produksjonsevne har vært 4,6 TWh over 14-årsperioden fra 1991-2004. Ser vi på foregående 14-årsperiode fra 1978 til 1991 var tilveksten i kapasitet 24,8 TWh. Årsakene til den lave tilveksten i kapasitet er flere. Usikkerhet om fremtidig lønnsomhet og mange våte år etter 1990 med tilhørende lave priser, kan ha bidratt til at få investeringer er gjennomført de siste årene.

Innenfor den akademiske litteraturen om liberaliserte kraftmarkeder er spørsmål knyttet til investeringer i ny produksjonskapasitet viet betydelig plass. Analyser av virkninger av deregulering peker på at det er betydelige utfordringer knyttet til markedsbaserte investeringer og at det i mange kraftmarkeder er for tidlig å konkludere med at markedet alene bringer frem tilstrekkelige nyinvesteringer. På denne bakgrunn knytter det seg betydelig interesse til den fremtidige produksjonsevnen i det norske kraftmarkedet.

Året 2004 har vært preget av betydelig interesse for å bygge ut nye kraftprosjekter i Norge. NVE har i 2004 gitt konsesjon til en rekke kraftverksprosjekter. Samlet vil disse vind- og vannkraftprosjektene ha en produksjonsevne på over 2,2 TWh pr. år.

Norge har ved årsskiftet om lag 160 MW vindkraft som i et normalår kan produsere om lag 480 GWh/år. Frem til 2004 var det i tillegg gitt konsesjon til 390 MW, mens NVE i 2004 ga konsesjon for bygging av ytterligere 550 MW. Om alle gitte konsesjoner benyttes vil vindkraftproduksjonen kunne komme opp i 3,3 TWh i et år med normale vindforhold. I tillegg hadde Ved utgangen av 2004 hadde NVE 39 vindkraftprosjekter under behandling.

Ved inngangen til 2004 var det 1,2 TWh vannkraft som var under bygging og 1,4 TWh som hadde fått utbyggingstillatelse. Dersom disse prosjektene bygges ut vil middelårsproduksjonen for vannkraft øke til 121 TWh. I 2004 er det gitt konsesjon for utbygging av 604 GWh ny vannkraft. I tillegg har NVE oversendt innstillinger for prosjekter med en samlet produksjonsevne på 334 GWh til Olje- og energidepartementet. I tillegg er det stor interesse for små kraftverk, og NVE hadde ved årsskiftet 60 slike søknader til behandling med en samlet produksjon på om lag 700 GWh. I tillegg er det 20 søknader på vei inn, og disse har en samlet produksjon på ca. 230 GWh. Det betyr at det vil kunne komme nærmere 5 TWh ny vannkraft fram mot år 2010 inkludert produksjon fra mikro- og minikraftverk og opprustning av kraftverk.

---

<sup>11</sup> Middelproduksjonen på 114,3 TWh i 1991 er beregnet ut fra en tilsigsserie for årene 1970-1999. NVE besluttet i 2000 å gå over til å benytte denne tilsigsserien i stedet for tilsigsserien 1931-1990. Dette førte til vel 4 TWh høyere middelproduksjon. Sistnevnte serie ble benyttet frem til og med 2000.

Når det gjelder gasskraft er det tidligere gitt konsesjon til anlegg på Kårstø, Kollsnes og Skogn. Samlet vil disse anleggene om de blir realisert kunne gi 12,5 TWh produksjon pr. år. NVE hadde ved siste årsskifte fire gasskraftverk med en samlet kapasitet på 2200 MW, under behandling. Dette gjelder søknader for anlegg i Hammerfest og på Tjeldbergodden, mens gasskraftverk på Mongstad og i Grenland er på meldingsstadiet. Samlet vil disse fire prosjektene kunne gi mer enn 17 TWh i årsproduksjon dersom driftstiden er 8000 timer/år.

## 2 Temaartikkel

### 2.1 Bør myndighetene pålegge timemåling/toveiskommunikasjon også for mindre forbrukere?

Av Rådgiver Asle Tjeldflåt, Energi- og markedsavdelingen

Fra 1. januar 2005 skal forbrukere med årsforbruk av elektrisitet på mer enn 100.000 kWh ha timemåler. Det vil si at om lag 60 prosent av landets kraftforbruk nå måles time for time. Det er intet i veien for at også mindre forbrukere kan timemåles. Det finnes eksempler på at kunde, nettselskap og/eller leverandør går sammen og dekker kostnadene til installasjon av timemålerutstyr også hos mindre forbrukere. Hovedregelen er imidlertid at forbruk under 100.000 kWh ikke har timemåling. Ville det være fornuftig å pålegge nettselskapene å installere timemåling også hos mindre kunder?

I artikkelen ser vi først på status for timemåling og toveiskommunikasjon i Norge i dag. Deretter presenteres kostnader og nytte for nettselskapene ved etablering av timemåling og toveiskommunikasjon, samt samfunnets nytteverdier. Til slutt gis en vurdering av hvilke tiltak myndighetene eventuelt kan benytte for å gjøre timemåling og toveiskommunikasjon mer utbredt enn tilfellet er i dag.

#### 2.1.1 Timemåling og toveiskommunikasjon i dag

##### Hva er toveiskommunikasjon?

Med toveiskommunikasjon menes infrastruktur som muliggjør direkte kommunikasjon mellom kundens måler/terminal og nettselskapet, og som dermed gjør det mulig med automatisk utveksling av energirelatert informasjon mellom disse. Systemet inkluderer terminal og eventuelt måler hos den enkelte sluttbruker, kommunikasjon mellom sluttbruker og nettselskap og innsamlingssystem hos nettselskapet.<sup>12</sup>

Fjernavleste målere hvor nettselskapet bare kan motta måleverdier er ikke toveiskommunikasjon ettersom informasjonen bare går én vei. Dette benevnes *timemåling*. Toveiskommunikasjon innebærer at en både kan motta signaler (for

---

<sup>12</sup> Timeverdiene kan lagres lokalt i terminalen eller i en konsentrator før de sendes inn til nettselskapets måleverdisystem. Kommunikasjon kan skje via strømmettet (lavspent eller høyspent), GSM, GPRS, SMS, radio eller via fastlinje (telefonlinje eller bredbånd).

eksempel måleverdier hver time) og sende signaler (for eksempel belastningsstyring). I en del tilfeller kan det være vanskelig å skille timemåling og toveiskommunikasjon fra hverandre, blant annet fordi aktørene definerer begrepene på ulike måter. Dagens teknologi for timemåling gir som regel mulighet for toveiskommunikasjon, men hvorvidt dette utnyttes er usikkert.

### **Gjeldende regulering av måling og avregning**

Per i dag er det ingen krav til toveiskommunikasjon i det norske kraftmarkedet. Imidlertid er det krav til timemåling. I dag skal alle målepunkt med forventet årlig energiuttak eller energiinnmating større enn 100 000 kWh timemåles.

For husholdninger med forventet årlig strømforbruk høyere enn 8 000 kWh er det krav til måleravlesning hver tredje, hver andre eller hver måned (periodisk avlesning). For alt annet forbruk er det krav til avlesning én gang i året. Målerstand skal dessuten avleses ved leverandørskifter og ved opphør av kraftleveranse som ikke skyldes leverandørskifte.

NVE kan i anstrengte energisituasjoner pålegge nettselskap og kraftleverandører å innføre særskilte avlesnings-, fakturerings- og informasjonsrutiner.<sup>13</sup>

Det eksisterer i dag ingen formelle hindringer for utbygging av toveiskommunikasjon i Norge. I dag kan nettselskapet timemåle i alle tilfeller og selv dekke merkostnadene. Sluttbruker kan kreve timemåling mot å dekke merkostnadene. Det foreligger imidlertid ikke retningslinjer for hva som ligger i begrepet ”merkostnader”. Nettselskapet står ikke fritt til å beregne disse merkostnadene, men det kan være vanskelig å kontrollere at nettselskapet ikke tar for høy pris for innføring av toveiskommunikasjon, eventuelt installerer unødvendig avansert og dyrt utstyr.

Nettselskapene skal tilby utkoblbar overføring til redusert tariff når kapasitetsforholdene i nettet er slik at det forligger særlig høy risiko for utkobling av en kunde eller kundegruppe, eller når kunden har elkjeler med driftsklar brenselsfyrt reserve. Det er imidlertid ikke et kriterium å ha timemåling for å få tariff med utkoblbar overføring. Regelverket for utkoblbar overføring er for tiden under evaluering.

### **Utbredelse av timemåling/toveiskommunikasjon**

I dag er 3,7 prosent av om lag 2,5 millioner målepunkter i Norge utstyrt med timemåling/toveiskommunikasjon. Dette representerer om lag 60 prosent av det totale norske forbruket av elektrisk energi. Tabell 1 viser status for omfanget av timemåling/toveiskommunikasjon i Norge.

**Tabell 2.1.1 Timemåling/toveiskommunikasjon i Norge, juni 2002 og januar 2005. Kilde: NVE**

	<b>Juni 2002</b>	<b>Januar 2005</b>	<b>Endring i %</b>
Målepunkt i Norge (antall)	2 550 452	2 574 173	1,96
Målepunkt med timemåling/toveiskomm.	50000	94987	175
Andel med timemåling/toveiskomm.	0,0196	0,037	
Andel av forbruket som har timem./toveisk.	0,50	0,60	20

<sup>13</sup> I henhold til forskrift om måling, avregning mv. § 8-1 b som trådte i kraft 1. oktober 2004.

## 2.1.2 Nettselskapenes kostnader og nytteverdier ved toveiskommunikasjon

Timemåling og toveiskommunikasjon vil normalt gi nytteverdi til sluttbruker, nettselskap, kraftleverandør og systemansvarlig nettselskap. I den endelige vurderingen av økt timemåling/toveiskommunikasjon bør alle parter nytteverdier telle med, men det kan være betydelige utfordringer knyttet til fastsetting av de enkelte nytteverdiene. Likeledes vil det kunne være krevende å etablere ordninger for eventuell medfinansiering fra de ulike partene.

Det er nettselskapene som eier måleverdikjeden og som er ansvarlig for etablering av infrastruktur for timemåling og toveiskommunikasjon, og vi skal først se nærmere på deres kostnader og nytte ved økt timemåling/toveiskommunikasjon.

Det er de senere årene gjennomført flere prosjekter og utredninger knyttet til å avdekke kostnader og nytte ved pålegg om timemåling og toveiskommunikasjon også for mindre forbrukere. De viktigste prosjektene er:

- **Storskalaprojektet** er EBL-Kompetanse sitt prosjekt ”Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT” der to utvalgte nettselskap (Buskerud Kraftnett AS og Skagerak Nett AS) deltok og installerte toveiskommunikasjon til 5000 sluttbrukere hver. Prosjektet ble gjennomført i perioden 2001-2004. Kilde: Sintef Energiforskning; Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT, Kost/nyttevurderinger og anbefalinger, juli 2004.
- **NVE-prosjektet** refererer seg til NVEs kartleggingsprosjekt om toveiskommunikasjon hos norske nettselskap som ble gjennomført i 2002 og 2003. Kilde: NVE-rapport 14/2004, september 2004.
- **Prosjekt timemåling** ble gjennomført for NVE av E-CO Tech for å kartlegge nettselskapenes kostnader og nytte forbundet med nytt krav til timemåling i forbindelse med en eventuell kompensasjon i inntektsrammene som følge av det nye kravet. Prosjektet ble gjennomført høsten 2003. Kilde: E-CO Tech; Kartlegging av kostnader og nytteverdier forbundet med nytt krav til timemåling, november 2003.

Tabell 2.1.2 Kostnader og nytteverdier ved toveiskommunikasjon. Kilde: NVE

	Storskalaprojektet	NVE-prosjektet	Prosjekt timemåling
Diskont.rente	8 %	8 %	8 %
Avskr.tid	10 år	10 år	10 år
<b>Bruttokostnader, kr</b>			
Inv. kostn. per punkt	3126	2408	6530
Kap.kostn.kr/pkt/år	466	359	973
Driftskostn. kr/pkt/år	229	206	900
<b>Nytteverdi, kr</b>			
Besparelse kr/pkt/år	108	225	0
<b>Nettokostnad, kr/pkt/år</b>	<b>587</b>	<b>340</b>	<b>1873</b>



8 % er ansett som en hensiktsmessig diskonteringsrente for å vurdere denne type prosjekter i energisektoren, som er sluttbrukertiltak. Dersom tiltaket gir en klar miljøfordel, skal det benyttes 6 % diskonteringsrente.

Utstyr for timemåling/toveiskommunikasjon er elektronisk utstyr med moderne kommunikasjonsutstyr, og 10 års avskrivningstid er derfor i hvert fall ikke for lavt. Vanlig mekaniske målere har en lengre levetid enn elektroniske måler, så da bør det brukes enn lengre avskrivningstid.

Investering i timemåling/toveiskommunikasjon ble ikke funnet bedriftsøkonomisk lønnsomt for nettselskapene i noen av prosjektene. Nettselskapene har en klar nettokostnad per målepunkt ved investering i toveiskommunikasjon/timemåling.

Kostnader og nytte varierer mellom de ulike prosjektene. Det bør pekes på at det generelt er relativt stor usikkerhet ved kostnader og spesielt nytteverdier. Noen tall er estimerer, mens andre tall er erfarte/påløpte kostnader. Valg av teknologi har betydning for kostnadsbildet, samt at geografiske og topografiske forhold spiller inn. Det kan likeså være individuelle forskjeller mellom nettselskapene som gjør at kost-nytte blir forskjellig. For timemålingsprosjektet bør en legge merke til at nettselskapene hadde incentiv til å oppgi høyere kostnader fordi NVE skulle benytte dette prosjektet til å vurdere en eventuell økning i inntektsrammene som følge av det nye forskriftskravet.

Nytteverdiene som nettselskapene selv ser, er primært knyttet til måling, måleverdihåndtering og avregning. Timemåling vil kunne føre til en nøyaktig avregning av forbruket time for time, slik at unøyaktigheter knyttet til stipulering av målerstand, som er nødvendig ved manglende avlesning, vil forsvinne. Saldooppgjør som skjer på grunn av avregning basert på justert innmatingsprofil<sup>14</sup> vil også bli redusert og enklere dersom flere sluttbrukere er timemålt. De nettselskap som på eget initiativ har installert teknologi har ofte begrunnet dette med ønske om automatisk måleravlesning.

Timemåling og toveiskommunikasjon vil kunne gi mange fordeler knyttet til det rent tariffingsmessige hos nettselskapene. Kostnadene i overføringsnettet varierer over tid. Timemåling vil bidra til mer eksakte og riktige tariffer basert på de kostnader som faktisk eksisterer i nettet til enhver tid. Hovedmålet med regulering av tariffene er å bidra til et effektivt kraftmarked samt oppnå tariffer som i størst mulig grad gir signal om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Timemåling og toveiskommunikasjon kan bidra til at disse målene i større grad kan oppnås.

Nettselskapene ser per i dag ut til å legge lite vekt på andre nytteverdier som mulighet for utsatte investeringer i overføringsnett og utvikling av andre tjenester som for eksempel alarmtjenester, bredbånd etc. Det kan være flere grunner til dette. For noen selskap eksisterer det ikke gevinster knyttet til disse momentene, mens andre kanskje ikke har nok kompetanse og informasjon om hvilke muligheter som foreligger.

---

<sup>14</sup> Justert innmatingsprofil er en profil som hvert enkelt nettselskap fremstiller for å avregne sluttbrukere som ikke er timemålt. Justert innmatningsprofil tar utgangspunkt i den faktiske innmatingen hver uke. Samlete timemålte verdier for uken og nettap trekkes fra, og den resterende kraftmengde fordeles på hver sluttbruker basert på forventet årsforbruk. Det må derfor foretas en korrigering i etterkant når det virkelige forbruket er kjent, og dette oppgjøret kalles saldooppgjøret.

### **2.1.3 Samfunnets nytteverdier**

Som nevnt ovenfor vil også sluttbruker, kraftleverandør og systemansvarlig nettselskap kunne ha nytte av at det installeres timemåling/toveiskommunikasjon i stor skala. Disse vil kunne ha interesse av å bidra til å finansiere etablering av teknologien.

Det er viktig å skille mellom nytteverdier knyttet til timemåling og nytteverdier knyttet til toveiskommunikasjon. Toveiskommunikasjon kan gi nytteverdier utover det som timemåling isolert kan gi.

#### **Nøyaktige måleverdier og presis avregning**

Registrering av det faktiske forbruket den enkelte time i døgnet vil kunne komme både sluttbruker og kraftleverandør til gode.

Sluttbrukere vil gjennom timemåling få nøyaktig avregning av forbruket time for time og behovet for selvavlesning av egen strømmåler vil falle bort. Strømregningen til kunden på nettleie og kraftkjøp, vil bli mer presis. Det er grunn til å tro at situasjonen for de fleste husholdningskunder er at de ikke har tilstrekkelig informasjon om hvilke fordeler og muligheter som eksisterer ved timemåling og hvilke fordeler dette representerer i forhold til å ha selvavlesning én, fire eller seks ganger i året. Derfor vet de heller ikke hvilken betalingsvillighet de har for å få timemåling. Nettselskapene har informasjonsplikt overfor sluttbrukere om relevante forhold knyttet til måling og avregning. Også myndighetene bør bidra med informasjon overfor sluttbrukerne om slike forhold.

Nettselskapene avregner kraftleverandørens portefølje av ikke-timemålte sluttbrukere basert på justert inntakingsprofil. Dette innebærer at forbruk mellom avlesningene blir fordelt etter en gjennomsnittsprøfil, og dette gjenspeiler som regel ikke den reelle forbruksprofilen. Unøyaktighetene ved et slikt system vil bli tydeligst ved hyppige og store prisvariasjoner som for eksempel vinteren 2002/2003.

Det er viktig for kraftleverandørene å få god og rask informasjon om sine kunders kraftforbruk. Nøyaktige måleverdier for hver enkelt kunde, oversendt hver uke, vil klart kunne være en fordel for kraftleverandørene med hensyn til å redusere sin volumrisiko i markedet. Kraftleverandørene kan da anmelde riktigere i elspot og redusere regulerkraftkostnader. Timemåling kan redusere kraftleverandørs egen prisrisiko i kraftmarkedet ved at elspot-prisen direkte kan tilbys kundene. Kraftleverandørens nytteverdi er avhengig av kvaliteten på timeverdiene. Ved mangelfull kvalitet må det foretas korrigeringer som medfører kostnader. Erfaringene som er gjort tilsier at det gjenstår flere utfordringer på dette området før en kan slå fast at kraftleverandører kan realisere nytteverdiene knyttet til timemålte verdier.

NVEs inntrykk er foreløpig at kraftleverandørene generelt ikke er interessert i å benytte seg av mulighetene som timemåling og toveiskommunikasjon kan gi. Kraftleverandørene opererer i svært mange nettområder, og må således forholde seg til mange ulike nettselskap med sine egne dataløsninger. En kraftleverandør må ha et visst antall kunder i et nettområde for å finne det lønnsomt å tilby kontrakter basert på timemåling/toveiskommunikasjon. Transaksjonskostnadene blir ellers for høye.

### **Muligheter for økt priselastisitet i sluttbrukermarkedet**

Dagens kraftprodukter og overføringstariffer bringer i begrenset grad de kortsiktige prissignalene ut til sluttbrukerne. Det er bare kontrakter knyttet til elspot-prisen der det er avtalt timeavregning som fullt ut bringer elspot-prissignalet videre. Bare forbrukere med timemåling/loveiskommunikasjon kan få slike signaler. Installering av timemåling/loveiskommunikasjon hos nye forbrukere vil øke potensialet for elspot-tilknyttede kontrakter der prissignalene time for time bringes til forbruker.

Dersom teknologien er på plass i større skala og fungerer som den skal, kan en likevel anta at flere kraftleverandører vil benytte seg av mulighetene, for eksempel tilby produkter hvor prisen til kundene varierer på timebasis.

NVE er av den oppfatning at hvor dyktig en er til å informere om og markedsføre aktuelle avtaler/produkt til forbrukerne, samt hvor enkel en klarer å gjøre løsningen og kommunikasjon av vilkårene til kunden, har mye å si for hvilke resultat som oppnås. Hvis forbrukerne finner at de kan redusere strømregningen ved å knytte seg til elspot-prisen og installere timemåler/loveiskommunikasjon, er det ingen grunn til å tro at de ikke vil velge slike produkt. Det kan være et problem at sluttbrukerne ikke er tilstrekkelig kjent med hva en elspot-kontrakt og timemåling innebærer. Det kan derfor være aktuelt å informere sluttbrukerne bedre om de mulighetene som eksisterer. Når det gjelder informasjon har nettselskapene en svært viktig rolle, men myndighetene bør også kunne bidra til å gjøre relevant informasjon lettere tilgjengelig.

EBLs prosjekt "Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT" gir et visst erfaringsgrunnlag når det gjelder i hvilken grad mindre kunder (husholdninger) vil reagere på prisvariasjon time for time. I EBLs prosjekt ble det dokumentert at forbruksendringen i toppplasttimene varierte fra 0,2 til 1,0 kWh/h. Gjennom utkoblingstester av varmtvannsberedere og varmekabler ble det anslått en gjennomsnittlig respons på 0,3 kWh/h inklusive marginal krafttap i nettet. Hvis en tar utgangspunkt i at en husholdningskunde har en hovedsikring på 63 A, vil maksimal effekt være om lag 14,5 kW. Responsen utgjør dermed drøyt 2 prosent av totalt potensielt uttak. Det er om lag 2,28 millioner husholdningskunder i Norge. Med bakgrunn i oppnådd respons hos kundene i prosjektet, anslår Sintef Energiforskning et aggregert potensial for husholdningskunder på  $0,3 \text{ kW} * 2,28 \text{ millioner} \sim 670 \text{ MW}$ .

Med en gjennomsnittlig årlig kostnad for nettselskapet på 600 kroner per målepunkt for utbygging av loveiskommunikasjon, anslås utbyggingskostnad for å fremme belastningsreduksjon til 2000 kr/kW/år. Med utgangspunkt i oppnådd belastningsreduksjon i prosjektet og hva mindre forbruk etter Sintefs mening bør bidra med i så henseende (60 MW/år de neste fem årene), anbefaler de et måltall for utbygging av loveiskommunikasjon på 200 000 målepunkt per år.

Det er flere usikkerhetsfaktorer knyttet til disse tallene og aggregeringen. De to nettselskapene som har deltatt i prosjektet er sannsynligvis de mest motiverte i landet når det gjelder timemåling og loveiskommunikasjon. Buskerud Kraftnett AS og Skagerak Nett AS ble valgt ut i en anbudskonkurranse der samtlige nettselskap fikk anledning til å delta. Det er videre grunn til å tro at kundene som har inngått kontrakter med dynamiske priser og/eller utkobling er mer motivert enn hva tilfelle er for en gjennomsnittskunde. Det dreier seg ikke om et tilfeldig utvalg av sluttbrukere og resultatene er ikke representative for hele kundemassen. Avtale om installering av teknologien, nye

nettтарiffer, kraftprodukter og utkobling ble inngått på frivillig basis blant de mest interesserte kundene.

Nettselskapene markedsførte dette som et prosjekt der kundene er de første i Norge til å være med på. Dette kan ha bidratt til større oppmerksomhet og entusiasme rundt strømregningen, noe som også kan bidra til større respons. Det var i flere tilfeller lite datagrunnlag fordi svært få kunder inngikk de ulike avtalene, samt at testperioden var kort. Dette tilsier at det samlede aggregerte potensialet kan være lavere enn anslaget på 670 MW.

Også andre faktorer enn kraftprisen og overføringstariffen kan gi sluttbrukeren signaler om hva kraftprisen er, og det vil påvirke forbruket. For eksempel vil faktureringsform og -hyppighet samt generell informasjon til sluttbrukerne om kraftprisrelaterte forhold kunne påvirke kraftforbruket.

Større sluttbrukere deltar til en viss grad i Statnetts regulerkraftopsjonsmarked (RKOM).<sup>15</sup> Erfaringene har vist at det eksisterer betydelig fleksibilitet også på forbrukssiden i kraftmarkedet. I visse perioder har mellom 60 og 70 prosent av reservene i dette markedet vært avtalt forbruksreduksjon.

#### **2.1.4 Konklusjon: Hvilke tiltak kan være aktuelle for myndighetene?**

NVE mener at det på nåværende tidspunkt ikke er hensiktsmessig å pålegge nettselskapene å bygge ut toveiskommunikasjon i stor skala. Hovedårsaken er at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dersom en går ut fra at nettselskapene har en årlig nettokostnad på rundt 600 kroner per utbygd målepunkt, vil dette koste ca. 1,3 milliarder kroner årlig. Dette kan føre til en nettleieøkning på over 10 prosent. Gevinstene ved økt omfang av timemåling og toveiskommunikasjon er i første rekke knyttet til bortfall av behov for selvavlesning, fjerning av problemer knyttet til bevisst feilavlesning, mer nøyaktig måling av forbruket og at den enkelte forbruker nøyaktig må svare for sitt forbruk time for time. For eksempel vil ordninger med stipulering av forbruk bli overflødige. Videre vil timemåling/toveiskommunikasjon gi muligheter for økt priselastisitet, og spesielt vil forbrukerne kunne få nøyaktig og rask prisinformasjon i effektknapphetssituasjoner. Denne type gevinster er avhengig av motiverte sluttbrukere som tar teknologien i bruk. Ved et pålegg om storskala utbygging vil en ikke vite om sluttbrukeren er interessert i å ta i bruk teknologien som installeres. Ingen av de tre refererte utredningsprosjektene om økt timemåling/toveiskommunikasjon finner nytteverdier som gjør pålegg om utbygging til et lønnsomt tiltak.

Etter NVEs vurdering er det likevel hensiktsmessig å pålegge nettselskapene å tilby timemåling med toveiskommunikasjon til en regulert maksimalpris. Nettselskapet bør ikke stå fritt til å beregne merkostnadene dersom en sluttbruker krever timemåling, siden det kan lede til at nettselskapene tar for høy pris for innføring av toveiskommunikasjon og eventuelt installerer unødvendig avansert og dyrt utstyr. Det kan i praksis by på utfordringer å fastsette hvilken maksimalpris som bør gjelde. Likevel mener NVE at en

---

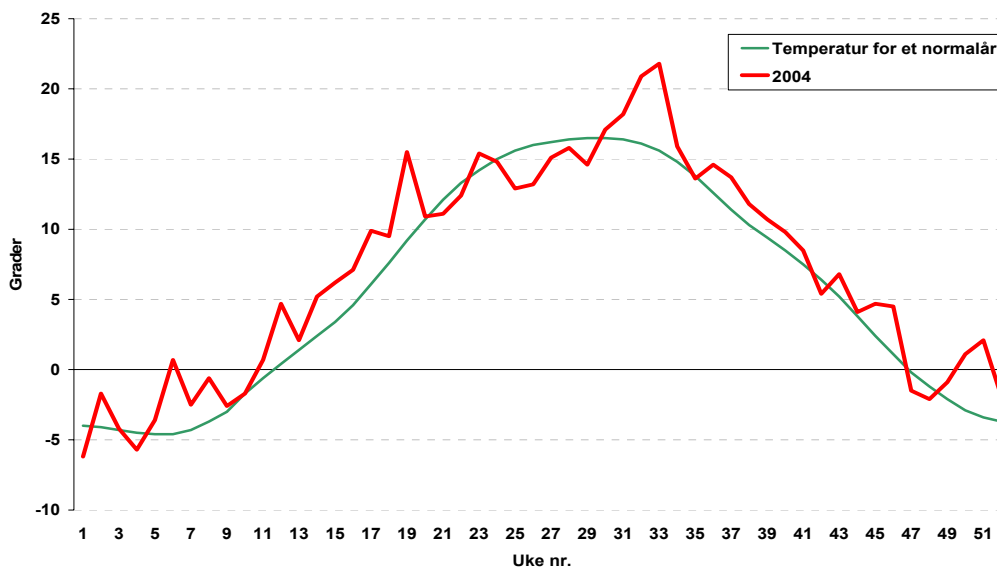
<sup>15</sup> RKOM har til hensikt å supplere det vanlige regulerkraftmarkedet med tilstrekkelig mengde regulerkraft (effektreserve). Produksjon og forbruk kan bys inn til Statnett som kjøper disse opsjonene. Minstevolum for tilbud er 25 MW innenfor angitt nettområde i angitt tidsrom. Statnett fastsetter hvilke tilbud som aksepteres.

regulering med maksimalpris er hensiktsmessig. Dette kan gjøre timemåling/toveiskommunikasjon til et mer eksplisitt alternativ for sluttbrukerne, som på frivillig basis kan velge å ta i bruk teknologien.

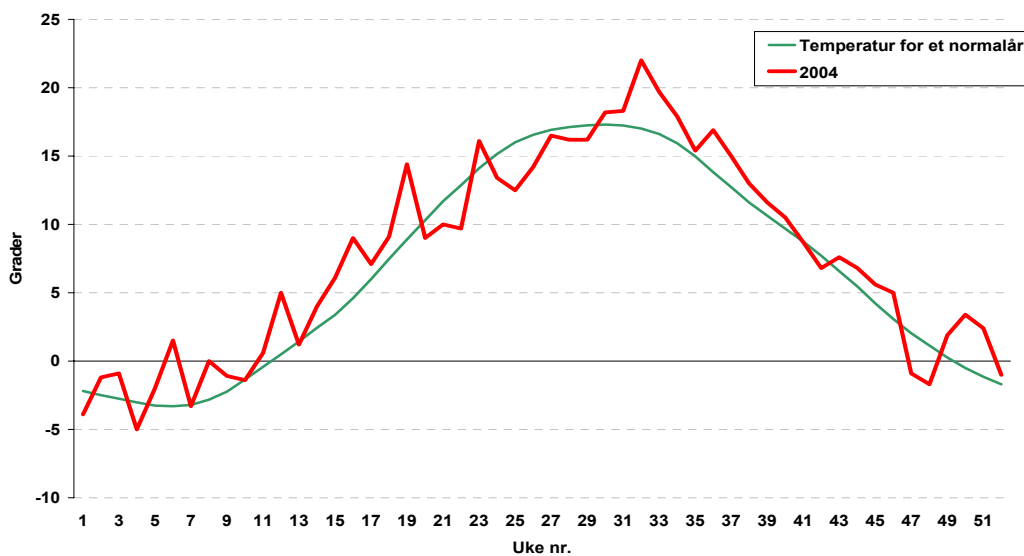
Som nevnt ovenfor har både nettselskap og myndigheter ansvar for å informere mindre forbrukere om mulighetene for å få timemåling/toveiskommunikasjon. Det kan for eksempel være aktuelt å påby slik informasjon i forbindelse med nettselskapets fakturering. NVE står som regulator også overfor fremtidige utfordringer knyttet til overvåkning og koordinering av samspillet mellom sluttbruker, nettselskap, kraftleverandør og systemansvarlig når det gjelder samfinansiering av investeringer i timemåling/toveiskommunikasjon.

# 3 Figur og tabellvedlegg

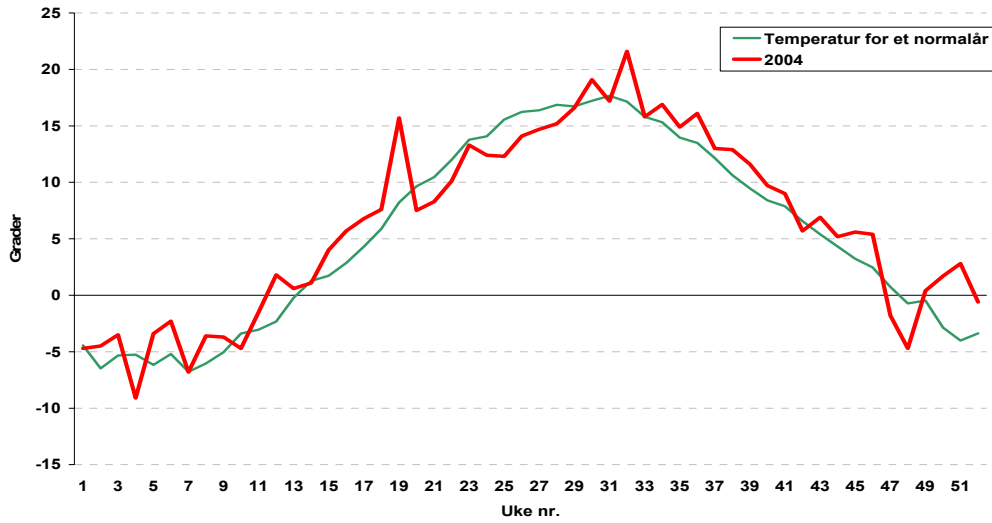
Figur 3.1 Temperaturutvikling Oslo, ukemiddel uke 1- 52 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



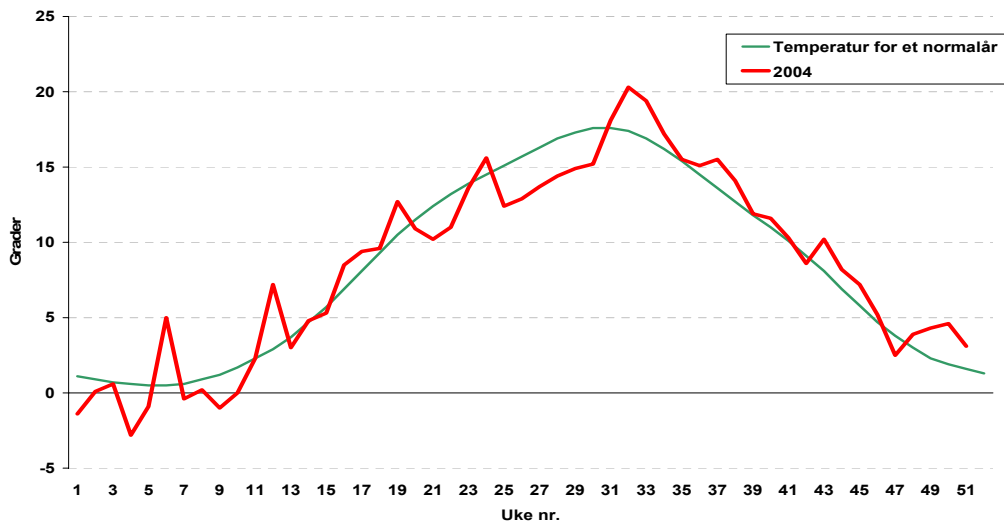
Figur 3.2 Temperaturutvikling Stockholm, ukemiddel uke 1- 52 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



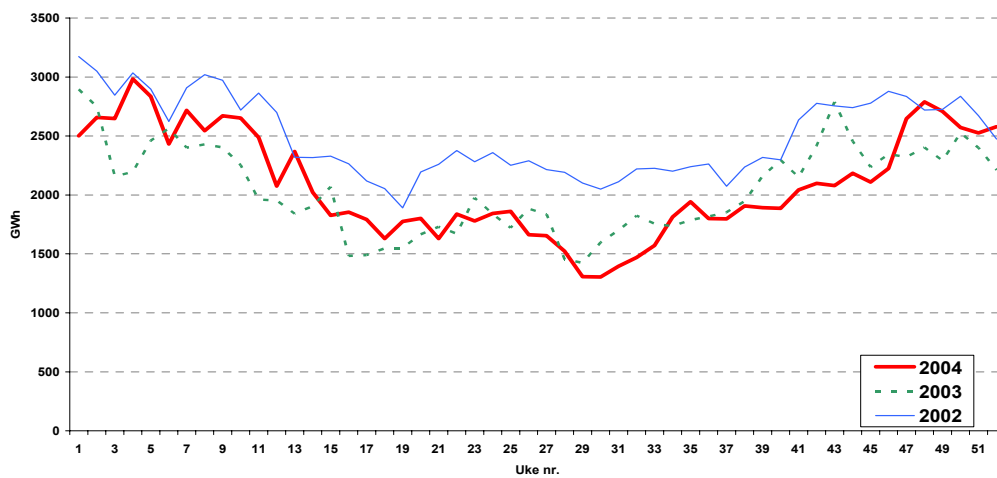
Figur 3.3 Temperaturutvikling Helsinki, ukemiddel uke 1- 52 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



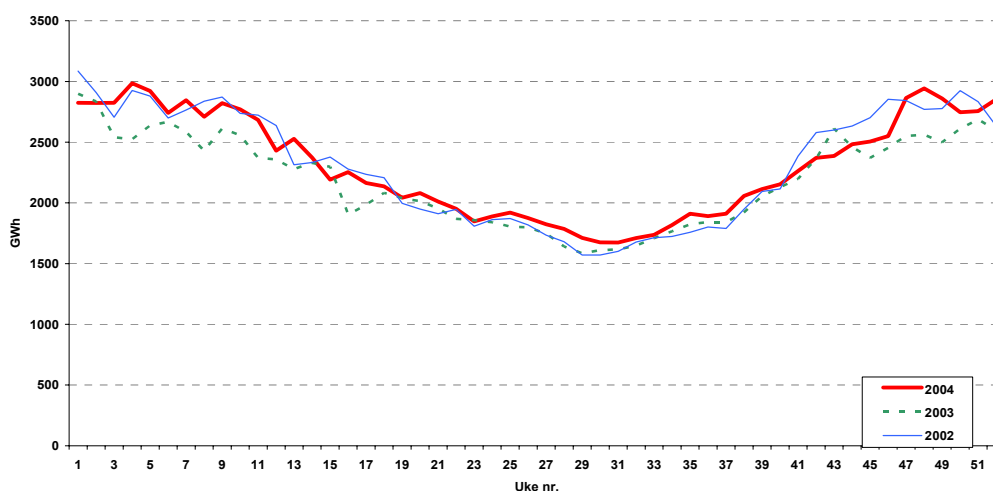
Figur 3.4 Temperaturutvikling København, ukemiddel uke 1- 52 2004 og middelår. Kilde: Nord Pool



Figur 3.5 Norsk produksjon, 2002 – 2004, GWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.6 Norsk forbruk, 2002 – 2004, GWh. Kilde: Nord Pool



Tabell 3.1 Produksjon og forbruk av elektrisk energi i Norge. Foreløpige tall, TWh. Kilde: NVE

	2003	2004 <sup>1)</sup>	Endring (%)
Produksjon	107,3	110,1	2,6
+ Import	13,5	15,3	
- Eksport	5,6	3,9	
= Brutto totalforbruk	115,2	121,5	5,5
- Uprioritert kraft <sup>2)</sup>	4,2	5,5	31,0
- Pumpeforbruk	0,8	0,7	
- Nettap	8,8	8,9	
= Nettoforbruk ekskl. uprioritert kraft og pumpeforbruk	101,4	106,4	4,9
Av dette:			
Kraftintensiv industri	30,4	33,4	10,0
Alminnelig forsyning	71,0	73,0	2,7
Bruttoforbruk ekskl. uprioritert kraft og pumpeforbruk	109,4	114,6	4,8
Av dette:			
Kraftintensiv industri	31,3	34,4	10,0
Alminnelig forsyning	78,1	80,2	2,7
Alminnelig forsyning brutto, temperaturkorrigert	80,8	83,6	3,5

<sup>1)</sup> Foreløpige tall    <sup>2)</sup> Anslått av NVE



Tabell 3.2 Elektrisitetsproduksjon, handel og forbruk 1970-2004. Alle tall i TWh. Kilde: SSB og NVE

	Kapasitet	Kraftproduksjon				Utenlandshandel		
	Midlere års- produksjon for norsk vannkraft <sup>16</sup> . Tilsgisserie 1970-1999	Vann- kraft	Varme- kraft	Vind- kraft	Totalt	Import	Eksport	Netto import
1970	71,2	57,3	0,3		57,6	0,8	1,6	-0,8
1971	76,8	63,3	0,3		63,6	0,5	3,4	-2,9
1972	78,6	67,4	0,2		67,6	0,1	4,8	-4,6
1973	81,2	72,9	0,1		73,0	0,1	5,3	-5,2
1974	85,5	76,6	0,1		76,7	0,1	5,6	-5,5
1975	87	77,4	0,1		77,5	0,1	5,7	-5,6
1976	88,5	82,0	0,1		82,1	0,2	6,9	-6,6
1977	89,5	72,2	0,2		72,4	2,7	1,6	1,1
1978	91,3	80,9	0,1		81,0	0,8	4,3	-3,4
1979	93,3	89,0	0,1		89,1	0,8	5,5	-4,7
1980	95,9	84,0	0,1		84,1	2,0	2,5	-0,5
1981	100,9	93,3	0,1		93,4	1,9	7,2	-5,2
1982	103,2	92,9	0,3		93,2	0,6	6,7	-6,1
1983	105,4	106,0	0,3		106,4	0,4	13,8	-13,4
1984	105,9	106,3	0,3		106,7	0,9	9,1	-8,3
1985	108,1	102,9	0,3		103,3	4,1	4,6	-0,5
1986	108,9	96,8	0,5		97,3	4,2	2,2	2,0
1987	111,3	103,8	0,5		104,3	3,0	3,3	-0,3
1988	111,8	109,5	0,5		110,0	1,7	7,4	-5,6
1989	114	118,7	0,5		119,2	0,3	15,2	-14,9
1990	114,3	121,4	0,5		121,8	0,3	16,2	-15,9
1991	114,3	110,6	0,4		111,0	3,3	6,0	-2,8
1992	115,6	117,1	0,4		117,5	1,4	10,1	-8,7
1993	115,8	119,6	0,5		120,1	0,6	8,5	-7,9
1994	116,3	112,7	0,5		113,2	4,8	5,0	-0,1
1995	116,8	122,5	0,5		123,0	2,3	9,0	-6,7
1996	117,2	104,1	0,6		104,7	13,2	4,2	9,0
1997	117,4	110,9	0,5		111,4	8,7	4,9	3,8
1998	117,5	116,3	0,5		116,8	8,0	4,4	3,6
1999	117,9	121,9	0,5		122,4	6,9	8,8	-1,9
2000	118	142,3	0,5		142,8	1,5	20,5	-19,1
2001	118,2	121,0	0,6		121,6	10,8	7,2	3,6
2002	118,3	129,8	0,6	0,1	130,5	5,3	15,0	-9,7
2003 <sup>17</sup>	118,4	106,1	1,0	0,2	107,3	13,5	5,6	7,9
2004 <sup>2</sup>	118,9	109,0	0,9	0,3	110,1	15,3	3,9	11,5

<sup>16</sup> Tall pr. 31.12.

<sup>17</sup> Foreløpige tall

Tabell 3.3 Elektrisitetsforbruk 1970-2004. Alle tall i TWh. Kilde: SSB og NVE

	Brutto forbruk	Elektro- kjeler <sup>18</sup>	Tap etc. <sup>19</sup>	Nettoforbruk, dvs. ekskl. tap i nettet					
				Kraft- int. ind	Alm. fors	Hush .og jordb r.	Bergv. og ind.	Tj.yt.og transp	Alm- fors. temp. korr
1970	56,8	0,6	5,3	23,2	27,7	15,1	8,7	3,9	
1971	60,6	2,0	5,8	24,9	27,9	15,2	8,5	4,3	
1972	63,0	2,6	6,1	24,8	29,5	15,8	9,0	4,7	
1973	67,8	2,3	6,8	26,6	32,2	16,5	10,7	5,0	
1974	71,2	3,0	6,9	27,4	33,8	17,2	11,2	5,4	
1975	71,9	3,2	7,2	26,2	35,2	18,1	11,1	6,0	
1976	75,5	2,5	8,1	26,5	38,3	19,8	10,7	7,9	
1977	73,5	0,6	7,7	24,7	40,6	21,3	10,5	8,7	
1978	77,6	1,2	8,3	26,1	42,0	21,9	10,8	9,3	40,8
1979	84,5	1,5	8,9	28,8	45,2	23,5	11,5	10,2	43,7
1980	83,6	1,2	8,5	27,9	46,0	23,6	11,8	10,6	45,1
1981	88,2	2,6	10,1	27,0	48,5	25,1	11,9	11,5	47,3
1982	87,1	2,4	9,0	25,8	49,9	26,4	11,6	11,9	50,1
1983	93,0	4,1	9,8	28,7	50,3	27,0	11,3	12,1	51,2
1984	98,4	4,8	9,2	31,2	53,2	27,9	11,9	13,4	54,1
1985	102,7	4,8	10,8	30,0	57,1	30,0	12,5	14,6	55,0
1986	99,3	2,7	8,8	28,4	59,4	31,2	12,7	15,5	58,5
1987	103,9	4,1	10,2	28,9	60,8	31,6	12,9	16,3	59,0
1988	104,4	4,5	9,6	29,6	60,7	30,9	13,2	16,7	61,0
1989	104,3	5,6	9,2	29,6	60,0	30,4	13,0	16,6	62,2
1990	105,9	6,7	8,2	29,6	61,5	30,9	13,9	16,7	64,6
1991	108,2	7,4	8,3	28,4	64,2	32,9	13,8	17,5	65,2
1992	108,8	7,8	8,3	27,5	65,2	33,2	13,7	18,3	66,6
1993	112,2	8,0	10,2	27,4	66,5	34,1	14,4	18,1	66,8
1994	113,1	5,4	10,2	28,2	69,4	35,5	14,8	19,1	69,8
1995	116,3	7,5	11,4	28,4	69,1	35,6	14,1	19,4	69,6
1996	113,7	4,1	9,5	28,2	71,8	36,9	14,9	20,1	70,6
1997	115,2	6,2	10,3	28,7	70,0	35,4	14,6	20,0	71,6
1998	120,4	7,5	10,0	30,2	72,8	36,3	15,6	20,9	73,5
1999	120,5	7,0	10,0	31,1	72,4	36,5	14,7	21,2	74,6
2000	123,8	10,5	12,8	30,5	69,9	35,7	12,7	21,5	73,9
2001	125,2	7,8	11,9	32,1	73,4	37,3	13,5	22,6	74,0
2002	120,8	6,8	10,7	29,6	73,6	36,1	13,3	24,2	76,1
2003	115,2	4,2	9,6	30,4	71,0	34,8	12,9	23,3	73,5
2004	121,5	5,5	9,7	33,4	73,0	35,8	13,2	24,0	76,0

<sup>18</sup> Upprioritert kraft fra 1993

<sup>19</sup> Tap etc. er nettap og pumpeforbruk

Tabell 3.4 Tariffer for husholdninger (inkl. mva. og forbruksavgift) i forskjellige nettområder. Kilde: NVE

	Fastledd kr/år	Energiledd øre/kWh
<b>ØSTFOLD</b>		
Fortum Distribution AS	1563	32,0
Fredrikstad Energi Nett AS	1875	24,3
Hafslund Nett AS	1000	33,1
Rakkestad Energiverk AS	1750	36,1
Trogstad Elverk AS	1563	46,4
<b>AKERSHUS</b>		
Energi 1 Follo Røyken AS	2108	27,8
Hafslund Nett AS	1000	33,1
Høland Og Setskog Elverk	1875	31,7
<b>OSLO</b>		
Hafslund Nett AS	1000	33,1
<b>HEDMARK</b>		
A/L Nord-Østerdal Kraftlag	3438	31,1
Eidsiva Energinett AS	2563	31,1
Elverum Energiverk Nett AS	2500	28,9
Stange Energi AS	3000	33,5
<b>OPPLAND</b>		
Eidefoss AS	1906	34,9
Eidsiva Energinett AS	2563	31,1
Gudbrandsdal Energi AS	2250	32,6
Hadeland Energi Nett AS	2400	34,4
Mjøskraft Nett AS	2875	33,2
Skjåk Energi	1250	38,6
Sør-Aurdal Energi BA	3375	27,7
Valdres Energiverk AS	3250	29,3
Vang Energiverk	3125	31,7
VOKKS Nett AS	3921	28,6
<b>BUSKERUD</b>		
Buskerud Kraftnett AS	1250	33,6
Energi 1 Follo Røyken AS	2108	27,8
Flesberg Elektrisitetsverk AS	2100	41,1
Hallingdal Kraftnett AS	2388	28,1
Hemsedal Energi	2250	31,6
Hurum Energiverk AS	2438	34,5
Krødsherad Everk	1250	34,9
Lier E-Verk AS	500	37,6
Midt Nett Buskerud AS	2250	34,2
Nore Energi AS	1875	38,2
Ringeriks-Kraft AS	2500	33,5
Rollag Elektrisitetsverk L/L	2250	42,1
Uvdal Kraftforsyning A/L	2576	33,9
Øvre Eiker Nett AS	1875	35,9
<b>VESTFOLD</b>		
Skagerak Nett AS	2228	34,3
<b>TELEMARK</b>		
Drangedal Everk KF	1838	36,7
Fellesnett Telemark	2228	34,3
Hjartdal Elverk AS	2625	33,6
Kragerø Energiverk A/S	1500	41,4
Midt-Telemark Energi AS	1700	32,0
Notodden Energi AS	1625	28,1
Rauland Kraftforsyningslag	2125	41,2

Skagerak Nett AS	2228	34,3
Tinn Energi AS	1806	30,7
Vest-Telemark Kraftlag AS	1875	34,0
<b>AUST-AGDER</b>		
Agder Energi Nett AS	1900	36,5
Arendals Fossekompani Asa	1900	36,5
<b>VEST-AGDER</b>		
Agder Energi Nett AS	1900	36,5
<b>ROGALAND</b>		
Dalane Energi Iks	2219	32,7
Forsand Elverk KF	2016	33,8
Haugaland Kraft As	1625	38,6
Jæren Everk	1650	31,5
Klepp Energi AS	1500	33,6
Lyse Nett As	840	34,9
Suldal Elverk	2000	43,6
<b>HORDALAND</b>		
Askøy Energi As	2500	33,1
Austevoll Kraftlag Ba	2125	43,1
Bjølvefossen a.s - Energiavdelingen	1250	35,1
BKK Nett AS	1650	34,7
BKK Stord AS	1650	34,7
Etne Elektrisitetslag	1800	42,3
Finnås Kraftlag	1800	30,9
Fitjar Kraftlag BA	2438	44,9
Fjelberg Kraftlag	1838	38,0
Fusa Kraftlag	2088	42,5
Indre Hardanger Kraftlag AS	1875	37,4
Jondal Energi KF	2625	47,4
Kvam Kraftverk As	1563	33,0
Kvinnherad Energi As	1838	38,0
Modalen Kraftlag Ba	938	48,4
Odda Energi As	1964	36,0
Skånevik Ølen Kraftlag	1800	42,1
Tysnes Kraftlag Pl	3375	37,8
Voss Energi AS	2175	40,1
<b>SOGN OG FJORDANE</b>		
Aurland Energiverk As	1750	35,4
Luster Energiverk AS	1375	36,4
Lærdal Energi AS	1375	35,9
SFE Nett AS	2563	38,6
Sognekraft AS	2100	37,5
Stryn Energi AS	2188	39,4
Sunnfjord Energi As	2225	42,9
Årdal Energi Kf	1000	36,1
<b>MØRE OG ROMSDAL</b>		
Istad Nett As	1875	33,7
Neset Kraft AS	2750	41,4
Norddal Elverk AS	2875	35,8
Nordmøre Energiverk AS	2563	34,5
Nordvest Nett AS - Haram	2729	33,7
Rauma Energi As	2125	26,7
Sandøy Energi As	2621	38,9
Stranda Energiverk AS	2923	33,8
Sunddal Energi KF	2250	30,6

Svorka Energi AS	3125	36,4
Sykkylven Energi AS	2411	38,8
Tafjord Kraftnett AS	1875	39,9
Tussa Nett As	1875	42,4
Ørskog Energi AS	2488	32,5
<b>SØR-TRØNDELAG</b>		
Fosenkraft AS	2495	37,1
Gauldal Energi As	2750	37,8
Hemne Kraftlag Ba	2750	39,2
Kvikne-Rennebu Kraftlag A/L	2313	35,3
Malvik Everk Kf	1875	30,6
Oppdal Everk A/S	1875	36,5
Orkdal Energi AS	2000	35,2
Rissa Kraftlag BA	3000	37,3
Røros Elektrisitetsverk AS	1600	29,9
Selbu Energiverk A/S	2500	35,3
Trondheim Energiverk Nett As	875	37,6
Trønderenergi Nett As	2500	41,1
Trønderenergi Nett AS - Melhus Energi	2500	40,6
Tydal Kommunale Energiverk Fk	2375	35,1
<b>NORD-TRØNDELAG</b>		
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk FKF	1463	45,8
<b>NORDLAND</b>		
Andøy Energi As	1800	33,9
Ballangen Energi As	1600	44,9
Bindal Kraftlag Al	1300	34,6
Bodø Energi AS	1500	25,0
Dragefossen Kraftanlegg AS	1850	31,2
Evenes Kraftforsyning AS	1640	34,4
Fauske Lysverk AS	2000	28,2
Helgelandskraft AS	2600	27,0
Lofotkraft AS	2200	31,5
Meløy Energi As	1000	32,6
Narvik Energinett As	1500	24,8
Nord-Salten Kraftlag A/L	1700	37,9
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	2000	36,4
Sjøfossen Energi As	1800	36,0
Skjerstad Kraftlag Al	1800	37,7
Sørfold Kraftlag A/L	2100	33,9
Trollfjord Kraft AS	1700	28,8
Vesterålskraft Nett AS	2520	26,5
Yara Norge AS	1000	20,6
<b>TROMS</b>		
Hålogaland Kraft As	1140	28,0
Nord Troms Kraftlag As	1800	22,5
Troms Kraft Nett AS	1500	27,1
Troms Kraft Nett AS - Nettomr. Karlsøy, Lyngen, Storfjord	1500	17,2
<b>FINNMARK</b>		
Alta Kraftlag a/l	1600	17,6
Hammerfest El Verk Nett As	1800	18,2
Luostejok Kraftlag A/L	1950	22,2
Nordkyn Kraftlag Al	1560	23,8
Repvåg Kraftlag A/L	2000	19,1
Varanger Kraft AS	2200	18,2

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

**Utgitt i Rapportserien i 2005**

Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2004 (70 s.)