

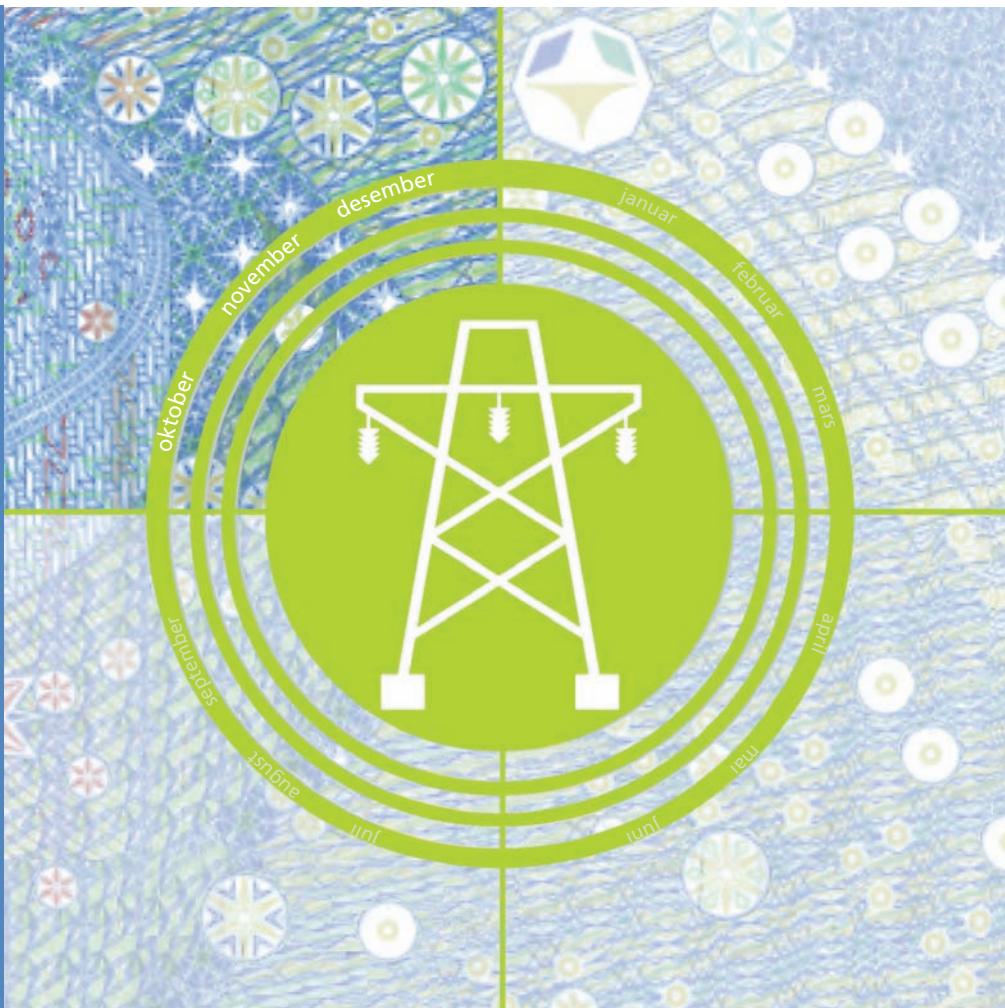


Kvartalsrapport for kraftmarknaden, 4. kvartal 2007

Tor Arnt Johnsen (red.)

1
2008

R A P P O R T



Kvartalsrapport for kraftmarknaden 4. kvartal 2007

Noregs vassdrags- og energidirektorat
2008

Rapport nr. 1

Kvartalsrapport for kraftmarknaden

Utgitt av: Noregs vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Tor Arnt Johnsen
Forfattar: Hege Bøhler, Karl Magnus Ellinggard, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Ellen Skaansar, Kjerstin Dahl Viggen

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 150
Forsidefoto:
ISBN: 978-82-410-0657-9

Samandrag: Tilsiget av vatn til dei norske og svenske kraftmagasina var som normalt i fjerde kvartal. For heile 2007 hadde Noreg 22 TWh meir tilsig enn normalt. Ved utgangen av 2007 var det 6,8 TWh meir energi i dei nordiske vassmagasina enn vanleg. I 2007 var den totale nordiske kraftproduksjonen 393 TWh, og det nordiske kraftforbruket var 396 TWh i 2007. Dette er nye rekordar. Det norske forbruket var 126,9 TWh i 2007, og det er 1,1 TWh høgare enn den førre rekorden. Høgt tilsig og høg kraftproduksjon i 2007 trekk i retning av høgt forbruk. Særleg forbruket av pumpekraft og tap knytt til eksport av elektrisk kraft er høge i vååra. Kraftintensiv industri nytta litt mindre kraft i 2007 enn i 2006, medan forbruket i alminneleg forsyning aldri har vore høgare. Jamvel om magasinfyllinga framleis er høg, har normale tilsig og auka forbruk leia til høgare kraftprisar i alle områder i fjerde kvartal. For 2007 under eitt var børsprisen på elektrisk kraft i Sør-Noreg 20,6 øre/kWh, og det er 48 prosent lågare enn i 2006. Prisen i Midt-Noreg var 23,7 øre/kWh, medan han var 23,6 øre/kWh i Nord-Noreg.
Emneord: elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinfylling, krafthandel, kraftforbruk, strømprisar

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

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

Innhold

| | |
|--|-----------|
| Forord | 4 |
| Samandrag | 5 |
| 1 Kraftmarknaden i fjerde kvartal 2007 | 6 |
| 1.1 Ressursgrunnlaget..... | 9 |
| 1.1.1 Tilsig i Noreg | 9 |
| 1.1.2 Tilsig i Sverige..... | 9 |
| 1.1.3 Temperatur | 10 |
| 1.1.4 Nedbør..... | 11 |
| 1.1.5 Snø | 13 |
| 1.1.6 Grunn- og markvatn | 14 |
| 1.2 Magasinutviklinga | 15 |
| 1.2.1 Magasinutviklinga i Sverige og Finland | 15 |
| 1.3 Produksjon..... | 17 |
| 1.3.1 Noreg | 19 |
| 1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa..... | 19 |
| 1.4 Forbruk | 22 |
| 1.4.1 Noreg | 23 |
| 1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa..... | 32 |
| 1.5 Andre energiberarar i Noreg | 34 |
| 1.6 Kraftutveksling | 36 |
| 1.6.1 Noreg | 38 |
| 1.6.2 Kraftutveksling i dei andre nordiske landa | 39 |
| 1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden | 40 |
| 1.7.1 Spotmarknaden..... | 40 |
| 1.7.2 Terminmarknaden..... | 43 |
| 1.7.3 Pris på CO ₂ , kol og gass | 44 |
| 1.8 Sluttbrukarmarknaden..... | 48 |
| 1.8.1 Prisar og prisutvikling | 48 |
| 1.8.2 Leverandørskifte | 51 |
| 1.8.3 Kontraktval | 52 |
| 1.8.4 Hushalda si samla utgift til elektrisk kraft..... | 53 |
| 1.9 Utsikter for framtidig kraftproduksjon..... | 55 |
| 2 Temaartiklar | 56 |
| 2.1 Kommunefordelt energibruk – Hvorfor er forskjellene så store?.... | 56 |
| 2.2 Kraft fra land til sokkelen..... | 63 |
| 2.3 Flaskehalsar i det nordiske overføringsnettet for elektrisk kraft i 2007 | |
| 69 | |
| 3 Vedlegg..... | 78 |

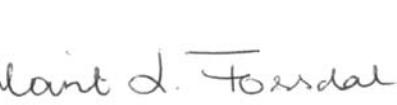
Forord

Energi- og marknadsavdelinga i NVE legg med dette fram kvartalsrapport for kraftmarknaden i fjerde kvartal 2007. Dette er fjerde utgåve i kvartalsrapportens fjerde årgang. På grunn av datainnsamling og handsaming, vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert to til fire veker etter utløpet av kvartalet. Vi tek sikte på å legge fram neste kvartalsrapport i april 2008.

I kvartalsrapporten dokumenterer og kommenterer vi kraftmarknadsutviklinga i kvartalet og dei siste tolv månadene. I tillegg inneholder vanlegvis kvartalsrapporten eit par temaartiklar der medarbeidarar i Energi- og marknadsavdelinga eller frå andre avdelingar i NVE, legg fram eigne analysar og utgreiingar. Denne utgåva har tre temaartiklar. Den første temaartikkelen er skriven av seniorrådgjevar Terje Stamer Wahl. I artikkelen gjer han greie for energibruken til hushalda i Noreg sine kommunar. I tillegg visast kommunanes eigen energibruk. Den andre temaartikkelen er skriven av seniorrådgjevar Pål Tore Svendsen, og han gjer greie for kostnadene knytt til elektrifisering av installasjonar på norsk sokkel. I den siste temaartikkelen gjer førstekonsulent Finn Erik Ljåstad Pettersen greie for flaskehalsar i overføringsnettet for elektrisk kraft og regionale prisforskjellar i 2007.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidarar ved Energi- og marknadsavdelinga og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgåva har vore Hege Böhler, Karl Magnus Ellinggard, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Ellen Skaansar, Kjerstin Dahl Viggen og Tor Arnt Johnsen som også har leia arbeidet.

Oslo, 4. februar 2008



Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Samandrag

Tilsiget av vatn til dei norske og svenske kraftmagasina var som normalt i fjerde kvartal. For heile 2007 hadde Noreg 22 TWh meir tilsig enn normalt. I Noreg var tilsiget som kan nyttast til vasskraftproduksjon 142 TWh i 2007. Det kom også normalt med nedbør i fjerde kvartal. I sum for 2007 var nedbøren i Noreg 8 TWh større enn i normalhøvet. Ved årsskiftet er det noko mindre snø som kan nyttast til kraftproduksjon enn normalt i norske fjell. Ved utgangen av 2007 var kraftmagasina i Noreg, Sverige og Finland fullare enn normalt, og samla var det 6,8 TWh meir energi i magasina enn vanleg.

I 2007 var den totale nordiske kraftproduksjonen 393 TWh, og det er ny rekord. Det nordiske kraftforbruket var 396 TWh i 2007 – også det er ny rekord. Det norske forbruket var 126,9 TWh i 2007, og det er 1,1 TWh høgare enn den førre rekorden. Høgt tilsig og høg kraftproduksjon i 2007 trekk i retning av høgt forbruk. Særleg forbruket av pumpekraft og tap knytt til eksport av elektrisk kraft er høge i våtåra. Kraftintensiv industri nytta litt mindre kraft i 2007 enn i 2006, medan forbruket i alminneleg forsyning aldri har vore høgare. Korrigert til normale temperaturar gjekk forbruket til alminneleg forsyning opp med 1,7 prosent frå 2006 til 2007.

Jamvel om magasinfillinga framleis er høg har normale tilsig og auka forbruk ført til høgare kraftprisar i fjerde kvartal. Børsprisen på elektrisk kraft var 33,8 øre/kWh i Sør-Noreg i fjerde kvartal. Prisen i Midt-Noreg var 0,2 øre høgare, medan prisen i Nord-Noreg var 0,2 øre lågare. For 2007 under eitt var prisen i Sør-Noreg 20,6 øre/kWh, og det er 48 prosent lågare enn i 2006. Prisen i Midt-Noreg var 23,7 øre/kWh, medan han var 23,6 øre/kWh i Nord-Noreg. I desse to områda fall prisen med 40 prosent jamfört med prisen i 2006.

Prisane på finansielle kraftkontraktar i Norden og Tyskland auka i løpet av fjerde kvartal 2007. Prisen på fyrste- og andrekvartalskontraktane på Nord Pool gjekk opp med 7,7 og 12,5 prosent, og enda 28. desember på 41,4 og 39,0 øre/kWh. På den tyske kraftbørsen EEX auka fyrste- og andrekvartalskontraktane med 15 og 16 prosent. Prisane enda på 54,8 og 44,4 øre/kWh den 28. desember. Prisauken skuldast mellom anna høgare brensel- og fraktkostnader. Ein årsak til dei høgare kraftprisane er at CO₂-prisane igjen er betydelege frå nyttår. Medan det var nær gratis å sleppe ut CO₂ i 2007 vert utslepp i 2008 prisa til omlag 170 kroner/tonn CO₂. Jamvel om det i perioden 2005-2007 har vore eit prøvesystem for handel med utsleppsrettar er det først no Kyoto-perioden startar. Auka kraftprisar er ein følgje av ynskje om å dempe veksten i CO₂-utslepp. Sjølv om norsk kraftproduksjon i stor grad ikkje gjev CO₂-utslepp, vil ein kWh nytta i Noreg i mange tilfelle alternativt kunne ha vorte nytta til å erstatta ein kWh produsert med forureinande kolkraft i utlandet.

1 Kraftmarknaden i fjerde kvartal 2007

Normale tilsig og nedbør i fjerde kvartal

Snø: litt lågare enn normalt ved utgangen av fjerde kvartal

Over 15 TWh meir vatn i nordiske vassmagasin enn for eit år sidan og 6,8 TWh meir enn normalt

Rekordhøg kraftproduksjon i Norden i 2007

Auka forbruk i fjerde kvartal

Tilsiget av vatn som kan nyttast til kraftproduksjon i Noreg var 21,7 TWh i fjerde kvartal 2007, og det er som normalt. Dei siste tolv månadene har tilsiget vore 142 TWh, og det er 22 TWh meir enn i eit normalår. Det kom 34 TWh nedbør som kan nyttast til kraftproduksjon i fjerde kvartal. Det er som normalt. I Sverige var tilsiget 10,3 TWh i fjerde kvartal – også dette er som i eit normalhøve.

Ved utgangen av fjerde kvartal var det litt mindre snø enn normalt i norske fjell på denne tida av året. Sidan nedbøren har vore normal tyder mengda av snø på at det har vore nok meir regn enn normalt i fjerde kvartal. I fjor på same tid var det normalt med snø. Vanlegvis kjem hovuddelen av snøen i fyrste kvartal.

Ved inngangen til fjerde kvartal hadde alle dei nordiske landa meir vatn i magasina enn kva som er normalt. Samla var overskotet omlag 6 TWh. Ved årsskiftet var det fortsatt meir vatn enn normalt i vassmagasina i Norden, og overskotet hadde auka til 6,8 TWh. For eit år sidan var det eit underskot i magasina på 9 TWh. Ved utgangen av kvartalet var fyllinga i Noreg 5,4 prosentpoeng høgare enn normalt. I Sverige og Finland var fyllinga 4,9 og 10,2 prosentpoeng høgare enn normalt.

I 2007 vart det produsert 393 TWh elektrisk kraft i Norden. Dette er den høgaste kraftproduksjonen i Norden nokon gong. I fjerde kvartal 2007 var den norske kraftproduksjonen 37 TWh, og det er 25 prosent høgare enn i fjerde kvartal i fjor. Nordens samla produksjon var 106 TWh. I 2007 var den norske kraftproduksjonen vore 137 TWh – 13 prosent høgare enn i 2006. I Sverige var produksjonen 36 TWh i fjerde kvartal, og det er 3 prosent høgare enn i 2006. I Danmark var kraftproduksjonen 11 TWh i fjerde kvartal – ned 10 prosent frå i fjor. I Finland var kraftproduksjonen 22 TWh i fjerde kvartal, og det er ein auke på 4 prosent frå same periode året før. Samla var den nordiske kraftproduksjonen seks prosent høgare enn i fjerde kvartal 2006.

Det nordiske kraftforbruket auka med fem prosent frå fjerde kvartal 2006 til same kvartal i 2007. Forbruket auka i alle dei nordiske landa.

**Rekordhøgt
nordisk
kraftforbruk i 2007**

**Rekordhøgt
forbruk i
alminneleg
forsyning i 2007
(temperatur-
korrigert)
-fall i kraftintensiv
industri**

**Norsk krafteksport
og svensk import i
fjerde kvartal**

| Spotpris 4. kv. 2007 (øre/kWh): | |
|--|-------------|
| - Sør-Noreg | 33,8 |
| - Midt-Noreg | 34,0 |
| - Nord-Noreg | 33,6 |
| - Sverige | 34,1 |
| - Finland | 33,3 |
| - Sjælland | 37,7 |
| - Jylland | 37,8 |
| - Tyskl./EEX | 46,0 |

I 2007 var det nordiske forbruket av elektrisk kraft 396 TWh. Det er det høgaste forbruket i eit år nokon gong og 6 TWh meir enn i 2006. Hovudårsaka til auken er høgare forbruk i Noreg. I dei andre landa var forbruket uendra frå 2006 til 2007.

I Noreg auka kraftforbruket i alminneleg forsyning med 1,3 TWh eller fem prosent frå fjerde kvartal i fjor til fjerde kvartal i år. Auken er korrigert for endra temperaturar. I 2007 var det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning 87,4 TWh. Det er høgare enn nokon sinne og 1,7 prosent høgare enn i fjor. Kraftprisane har vore lågare i år enn i fjor, og det kan forklara noko av auken. Høg økonomisk vekst trekk og opp forbruket. Bruken av elektrisk kraft i kraftintensiv industri var 2,9 prosent høgare i fjerde kvartal i år enn i same periode eit år tidlegare. I 2007 nyttja industrien 32,2 TWh, og det er ein nedgang på 0,7 prosent frå 2006.

Noreg hadde i fjerde kvartal 1 TWh nettoeksport. I fjerde kvartal i fjor hadde Noreg ein nettoimport på 3 TWh. I 2007 har Noreg hatt 10,3 TWh nettoeksport, medan det i fjor var en import på 1 TWh. Eksporten gikk til Sverige (7,3 TWh), Danmark (2,9) og Finland (0,1). Sverige importerte 7,3 TWh elektrisk kraft frå Noreg i 2007. Av dette vart 6,2 TWh eksportert til Finland, Danmark, Tyskland og Polen. Finland importerte 9,9 frå Russland, 1,9 TWh frå Estland og 0,7 TWh Sverige og Noreg. Danmark importerte 5,6 TWh elektrisk kraft frå Noreg og Sverige og eksporterte 6,4 TWh til Tyskland. Netto hadde Danmark en eksport på 0,8 TWh. Dei nordiske landa sin nettoimport var 2 TWh i fjerde kvartal – medan det var 3 TWh import i same periode i 2006. I 2007 har Norden hatt ein nettoimport på 3 TWh – mot 12 TWh i 2006.

Med unnatak for Danmark har dei nordiske børsprisane på elektrisk kraft i snitt vore om lag like i fjerde kvartal. I Noreg har prisen ligge på 33,6-34,0 øre/kWh i fjerde kvartal. Danmark har hatt om lag 10 prosent høgare priser, medan snittet for prisane i Tyskland har vore nesten 50 prosent høgare (46,0 øre/kWh). I Noreg, Sverige og Finland har prisane vore 5-12 prosent lågare enn i fjerde kvartal i 2006. Samanlikna med tredje kvartal har prisane auka sterkt i alle regionar. Størst auke har det vore i Sør-Noreg der prisene har auka med 256 prosent – frå 9,5 øre/kWh til 33,8 øre/kWh. I dei andre områda har prisane gått opp med frå 55 (Finland) til 87 prosent (Tyskland). I snitt for 2007 var

børsprisane på elektrisk kraft betydelig lågare enn i 2006. I Sør-Noreg var prisen i 2007 20,6 øre/kWh, og det er 48 prosent lågare enn i 2006. I Midt- og Nord-Noreg var prisane 40 prosent lågare, medan den svenske prisen var 38 prosent lågare enn i 2006.

Uendra CO₂-pris for 2008

Sterk auke i prisen på kol

**Terminpris for
andre kvartal 2008:**
- Norden 39,0
øre/kWh
- Tyskland 44,4
øre/kWh

**Høgare prisar til
hushalda –
standard variabel
billagare enn
marknadspris**

**Feire hushald med
marknadspris-
kontrakt**

Prisen på CO₂-kvoter for innløysing i 2007 haldt fram på eit nivå nær null. Det er med andre ord fleire kvoter tilgjengeleg enn etterspurt. Kvoteprisen for 2008 har vore omlag uendra frå tredje til fjerde kvartal.

Prisen på kol til kraftproduksjon auka frå 87 dollar/tonn i tredje kvartal til 119 dollar/tonn i fjerde kvartal. Ved årsskiftet var prisen på kol 125 dollar/tonn. Prisen på kol var berre så vidt over 60 dollar i 2006.

Prisane på finansielle kraftkontraktar i Norden og Tyskland auka i løpet av fjerde kvartal 2007. Prisen på fyrste- og andrekvartalskontraktane på Nord Pool gjekk opp med 7,7 og 12,5 prosent, og var 28. desember 414 og 390 kr/MWh. På den tyske kraftbørsen EEX auka fyrste- og andrekvartalskontraktane med 15 og 16 prosent. Prisane var 548 og 444 kr/MWh 28. desember. Prisauken på dei finansielle kontraktane i dei to marknadene heng mellom anna saman med høge brensel- og fraktkostnader.

Kraftprisane til hushald gjekk opp frå tredje til fjerde kvartal 2007. Marknadspriskontraktane (spot) gjekk opp i alle område. Prisen i Sør-Noreg auka med 30,4 øre til 44,1 øre/kWh i fjerde kvartal. Prisen var dermed om lag 5 øre lågare enn i fjerde kvartal 2006. Standard variabel kontrakt var i fjerde kvartal billegare enn ein marknadspriskontrakt for første gong sidan tredje kvartal 2006. I fjerde kvartal 2007 hadde 39,9 prosent av norske hushald marknadspriskontrakt, og det er opp 2,1 prosentpoeng frå føregåande kvartal og 6,3 prosentpoeng høgare enn eit år tidlegare.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Noreg

Høgt tilsig i fjar

I fjerde kvartal 2007 var det nyttbare tilsiget 21,7 TWh eller som normalt. Det er 11 TWh mindre enn for same periode i 2006, då det var eit rekordstort tilsig.

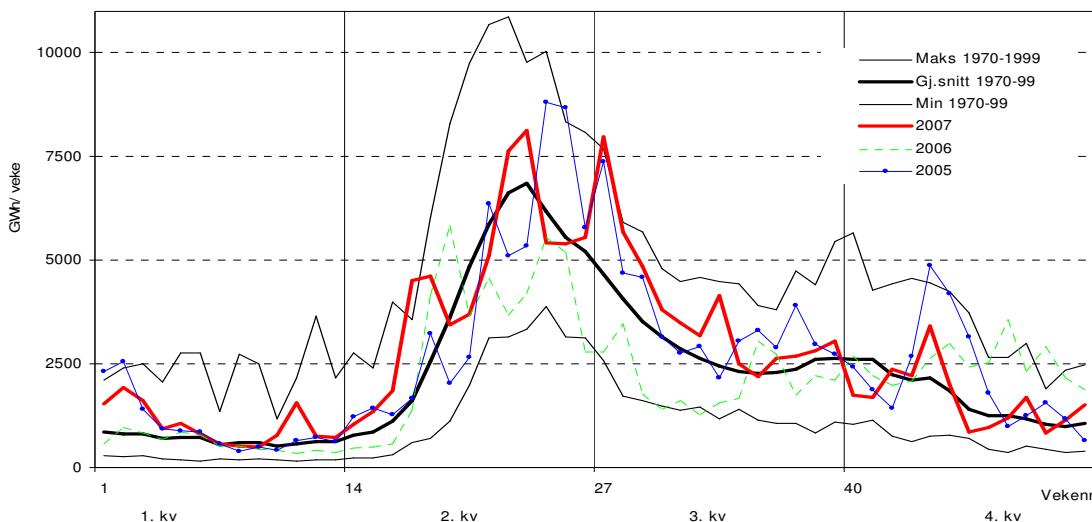
I 2007 har det nyttbare tilsiget vore 142 TWh som er 22 TWh meir enn normalt og 32 TWh meir

enn i 2006. Dette det femte største tilsiget sidan 1930. Rekorden er frå 1990 med 150 TWh.

Dei to siste åra (2006-2007) har tilsiget vore 252 TWh eller 12 TWh meir enn normalt.

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. I fjerde kvartal har tilsiget pendla omkring normalt for landet sett under eitt. Det har og vore store regionale skilnader. På Aust- og Sørlandet har vassføringa stort sett lege noe under normalt, medan mildvær og nedbør har gjeve høge tilsig i store deler av Nord-Noreg. For eksempel var vassføringa i Salangselva i Troms den største registrerte nokon gong for desember. Den førre rekorden var frå 1948. I Salangselva har ein data tilbake til 1913.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig i Noreg i 2005, 2006 og 2007. GWh/veke. Kjelde: NVE og Nord Pool

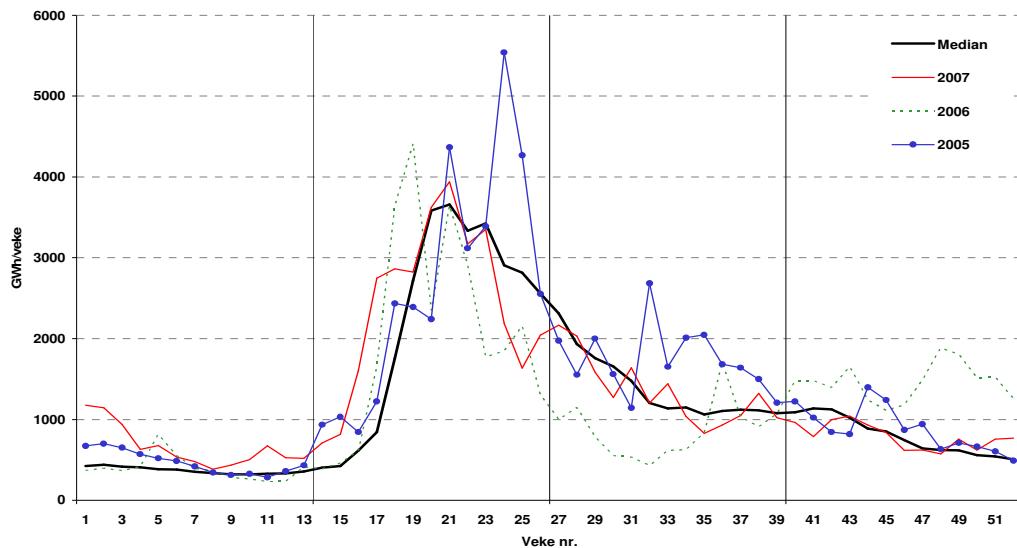


1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 10,3 TWh i fjerde kvartal 2007, eller som normalt, men 8,7 TWh mindre enn i same periode i 2006.

I 2007 har tilsiget til dei svenske kraftmagasina vore 67,9 TWh. Det er 5,7 TWh meir enn normalt og 5,4 TWh meir enn i 2006. Dei siste to åra har tilsiget vore 130,4 TWh. Det er nesten 6 TWh meir enn normalt.

Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2005, 2006 og 2007. GWh/ veke. Kilde: Svensk energi

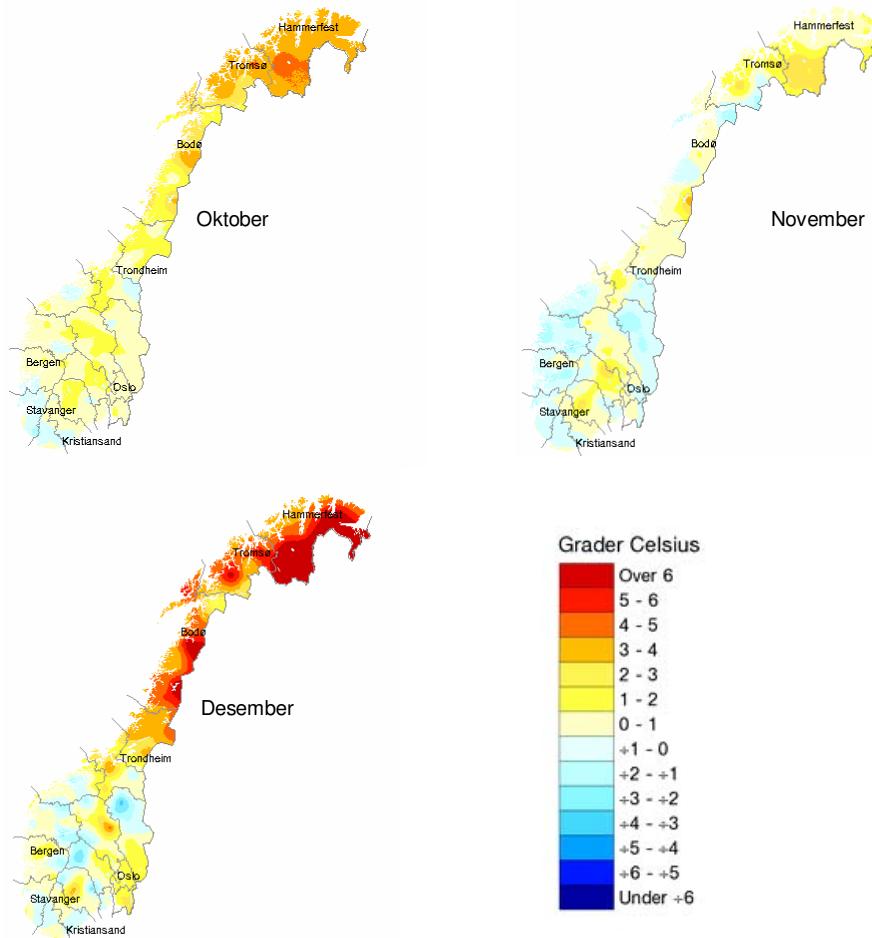


1.1.3 Temperatur

I oktober, november og desember varierte temperaturen omkring det normale i Sør-Noreg, medan den stort sett har ligge over normalt i Midt- og Nord-Noreg. For landet under eitt var temperaturen drygt ein grad over normalt i oktober, omkring ein halv grad over normalt i november og nesten tre grader over normalt i desember.

Det var spesielt mildt i Nord-Noreg i desember, med ein månadstemperatur på nær 6 grader over normalt. Dette var tangering av den nest høgaste registrerte månadstemperaturen for Nord-Noreg for desember sidan 1900. Rekorden er frå 1929, medan den nest høgaste var i 1972.

Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C fra normalt (1971-2000) i oktober, november og desember 2007. Kjelde: NVE og met.no



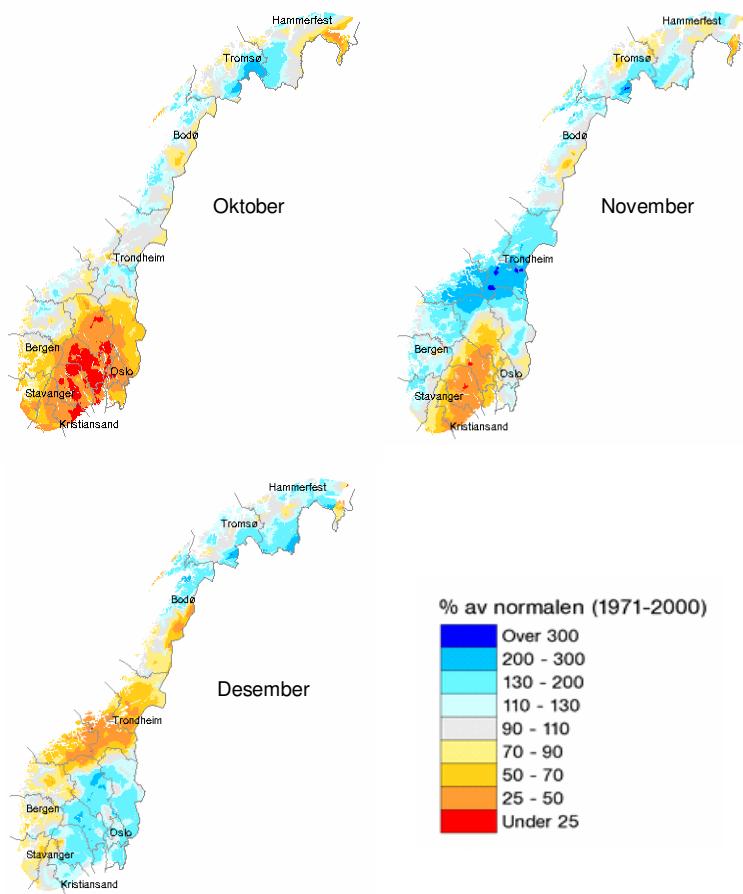
1.1.4 Nedbør

I oktober kom det mindre nedbør enn normalt i store delar av Sør-Noreg, medan det i Nord-Noreg kom nedbør omkring, eller i overkant av, normalt. På delar av Austlandet kom det mindre enn 30 mm nedbør denne månaden, medan det på enkelte stader langs kysten av Nordland kom over 400 mm. I sum for Noreg kom det om lag 80 prosent av normalt.

I november kom det 200 – 300 prosent av normal nedbør nord i Oppland, sør i Trøndelag og Møre og Romsdal. Her var det den tredje fuktigaste november som er registrert sidan 1900. Også i store deler av Nord-Noreg kom det meir nedbør enn normalt, mens det på Aust- og Sørlandet i hovudsak var tørrare enn normalt. For landet under eitt kom det omlag 125 prosent av normalt.

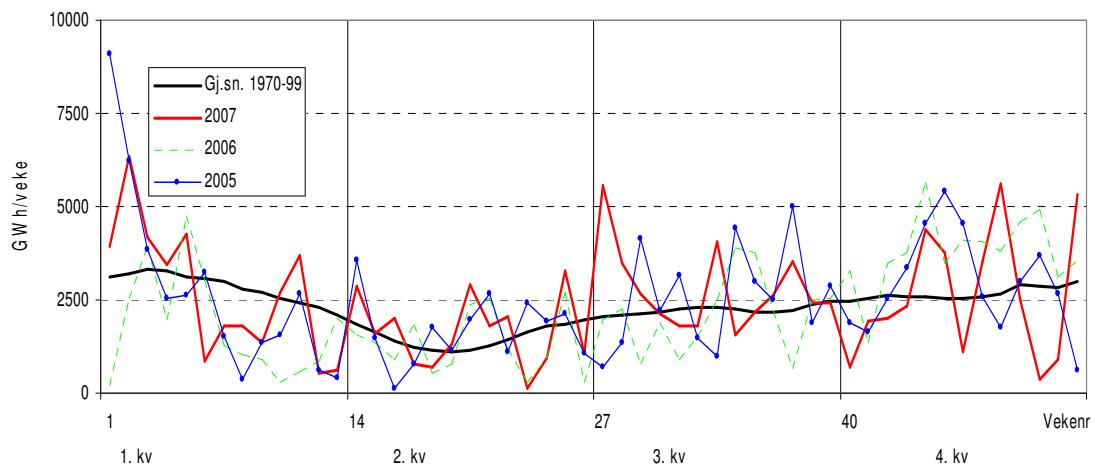
I desember var biletet snudd med lite nedbør i Midt-Noreg og sør i Nordland og meir nedbør enn normalt på Aust- og Sørlandet og i den nordligaste delen av landet. Enkelte stader i Troms vart det sett rekord for månadsnedbør i desember. Totalt for heile landet kom det om lag 115 prosent av normalt.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i oktober, november og desember 2007.
 Kjelde: NVE og met.no



I fjerde kvartal 2007 kom det drygt 34 TWh nedbøren energi eller omlag som normalt. I 2007 har det kome 128 TWh eller 8 TWh meir enn normalt.

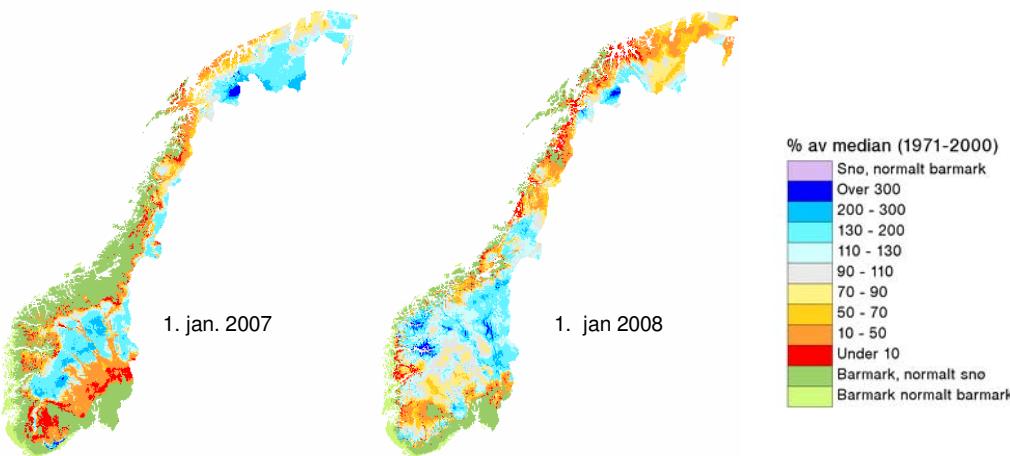
Figur 1.1.5 Berekna vekevis nedbøren ergi i 2005, 2006 og 2007. GWh/veke. Kjelde: NVE



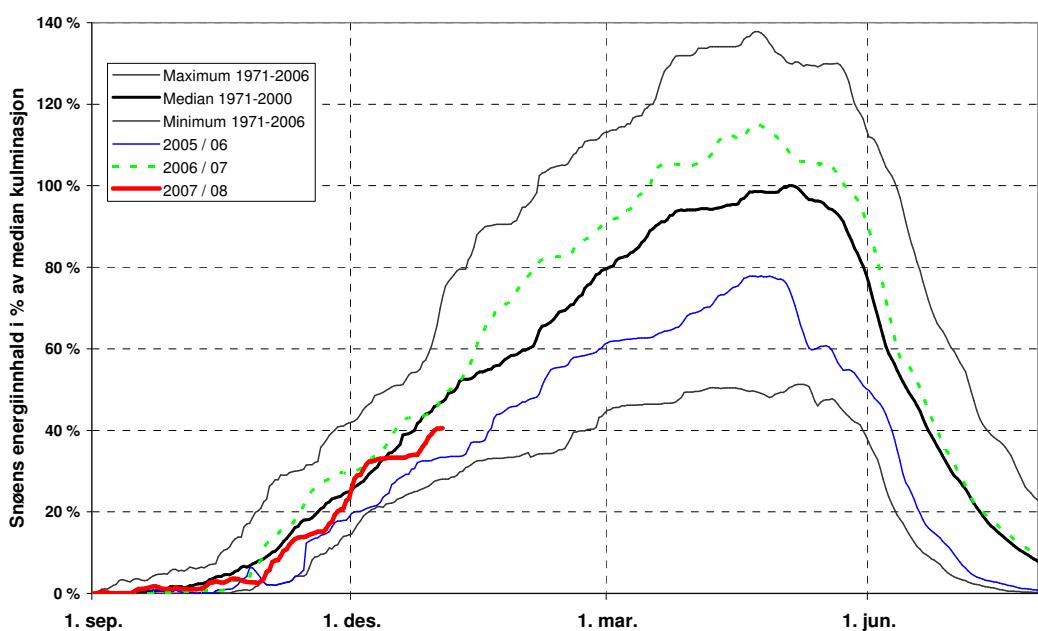
1.1.5 Snø

Snøsituasjonen ved utgongen av 2006 og 2007 er illustrert i figur 1.1.6. Ein større del av landet er dekt av snø i år enn ved førre årsskiftet. Når det gjeld snø tilgjengeleg for kraftproduksjon, syner likevel karta at situasjonen var noko betre i fjor. Det skuldast at det då var noko meir snø i høgfjellet i Sør-Noreg enn i år. Figur 1.1.6 viser også at for landet sett under eitt er det noko mindre snø enn normalt. Avviket er ikkje større enn at ei nedbørrik veke eller to vil gje normale tilhøve att.

Figur 1.1.6 Snømengde pr. 1 januar 2007 og 2008 i prosent av median for perioden 1971 -2000. Kjelde: NVE og met.no



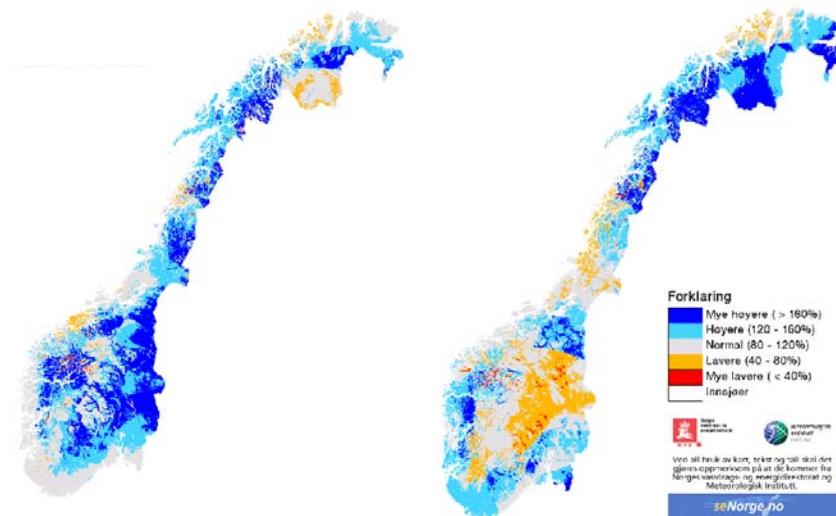
Figur 1.1.7 Utviklinga av snømagasinet vintrane 2005/06, 2006/07 og 2007/08 i prosent av median kulminasjon. Kjelde: NVE og met.no



1.1.6 Grunn- og markvatn

Ved førre årsskiftet var det høgare grunnvasstand og fuktigare i bakken enn normalt over store delar av landet. Ved dette årsskiftet var det lågare grunnvasstand enn normalt mange stader på Austlandet, medan det elles i landet var meir varierande. Tilhøva er illustrert i karta i figur 1.1.8. Dette kan vere noko av forklaringa på at ein siste år har hatt eit vesentleg større nyttbart tilsig enn sum berekna energinedbør. Dette forholdet er nærmere diskutert i kvartalsrapport 3-2007 under avsnittet, "Eit hydrologisk paradoks".

Figur 1.1.8 Grunnvasstand ved årsskiftet 2006/2007 (venstre) og 2007/2008 (høgre) i prosent av normalt for perioden 1961 -1990. Kjelde: NVE og met.no

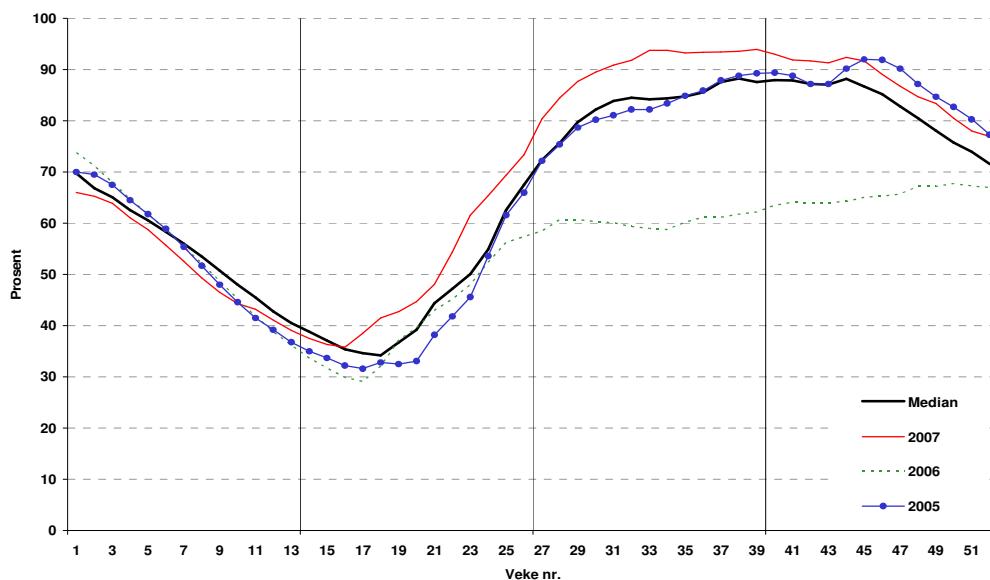


1.2 Magasinutviklinga

Magasinfylling godt over normalt

Året 2007 starta med fyllingsgrader noko under det normale¹ for årstida og godt under 2006-nivå. Låg produksjon og en mild vêrttype med tilsig over normalt, spesielt i januar og mars, førte til nær normal tapping av magasina fram mot våren. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i slutten av april (veke 16) med 35,8 prosent, eller litt høgare enn normalt for årstida. Mye snø i fjellet, og ein sommar med mye regn i periodar, ga rikeleg tilsig og stor auke i magasinfyllinga trass høg produksjon. Fyllingsgraden kulminerte med 94 prosent i veke 39, eller 2,5 prosentpoeng under maksimalverdien til same tid frå 1992. I dei tre siste månadene av 2007 var det nær normal tapping av magasina. Ved utgangen av 2007 var fyllingsgraden 77 prosent, eller 5,4 prosentpoeng over det normale for årstida. Fyllinga ved utgangen av 2007 var 10,0 prosentpoeng høgare enn til same tid i 2006. Det svarar til ei energimengde på 8,4 TWh.

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



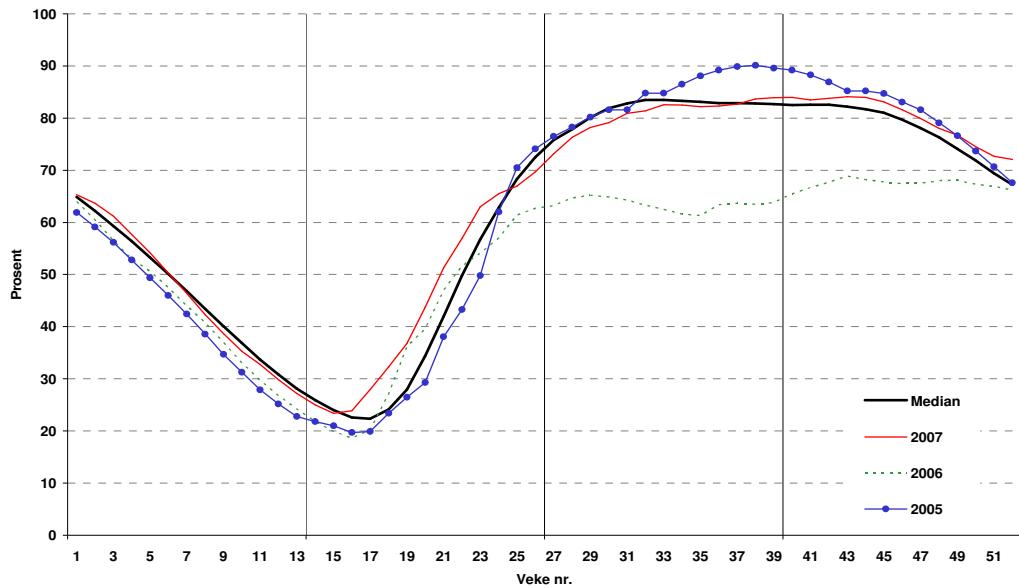
1.2.1 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved inngangen 2007 var fyllingsgraden for svenske magasin 66,2 prosent. Det er 1,0 prosentpoeng under medianverdien² til same tid. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i veke 15 med 23,4 prosent, medan magasinnivået kulminerte med 84,1 prosent i veke 43. Ved utgangen av 2007 var magasinfyllinga 72,1 prosent, eller 4,9 prosentpoeng over medianverdien på same tidspunkt. Fyllinga ved utgangen av 2007 var 5,9 prosentpoeng høgare enn til same tid i 2006. Det svarar til ei energimengde på 2,0 TWh.

¹ Median for perioden 1990-2005

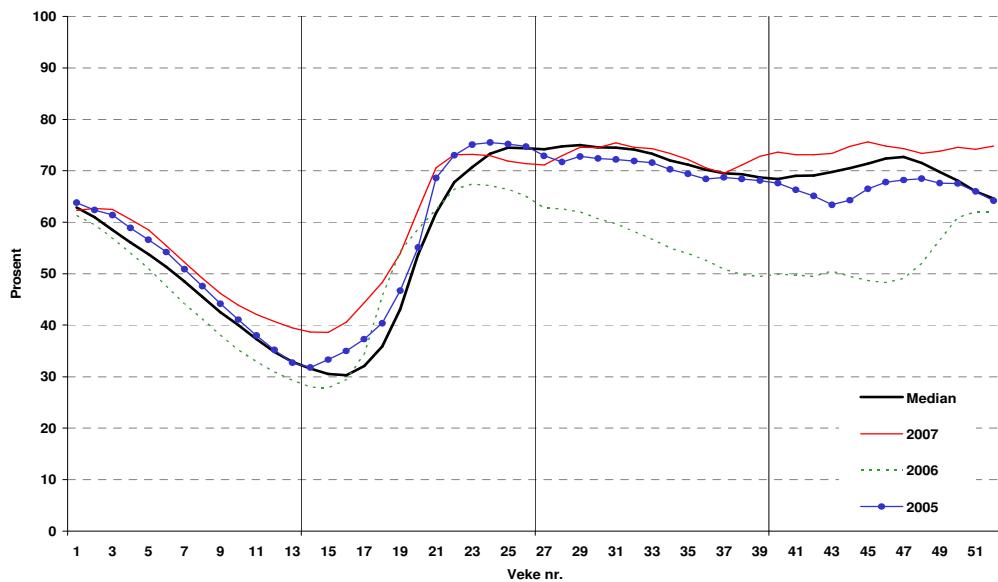
² Middelverdier for perioden 1950-2004.

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



Ved inngangen 2007 var fyllingsgraden for finske magasin 61,9 prosent. Det er 2,7 prosentpoeng under medianverdien til same tid for perioden 1978-2001. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i veke 15 med 38,6 prosent, medan magasinnivået kulminerte med 75,6 prosent i veke 45. Ved utgangen av 2007 var magasinfyllinga 74,8 prosent, eller 10,2 prosentpoeng over medianverdien på same tidspunkt. Fyllinga ved utgangen av 2007 var 12,9 prosentpoeng høgare enn til same tid i 2006. Det svarar til ei energimengde på 0,7 TWh.

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



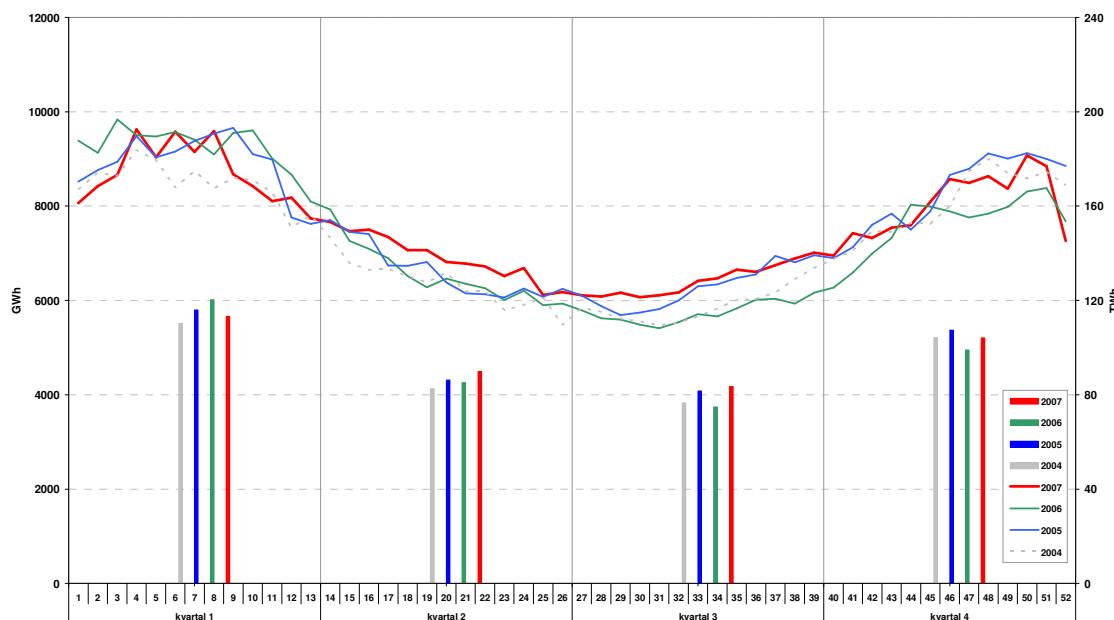
I sum er det dermed lagra 2,7 TWh meir energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av 2006 fjor. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av 2007 93,4 TWh, eller 11,0 TWh meir enn til same tid i 2006. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

1.3 Produksjon

I fjerde kvartal vart det produsert 105,6 TWh elektrisk kraft i Norden. Det er 6,0 TWh meir enn i tilsvarande periode i 2006. Behaldninga i dei nordiske vassmagasina var 31,6 TWh høgare ved inngangen til fjerde kvartal i år enn året før, og det var spesielt norsk vasskraft som sto for auken. Det har vore produksjonsauke også i Sverige og Finland, medan den danske kraftproduksjonen fall med 10 prosent samanlikna med fjerde kvartal i 2006.

I 2007 var den totale nordiske kraftproduksjonen 393,3 TWh. Det er den høgaste årsproduksjonen i Norden nokon gong, og 12,7 TWh meir enn i 2006. Svært høgt tilsig i 2007 gav produksjonsauke i Noreg og Sverige, medan kraftproduksjonen fall i Finland og Danmark samanlikna med 2006.

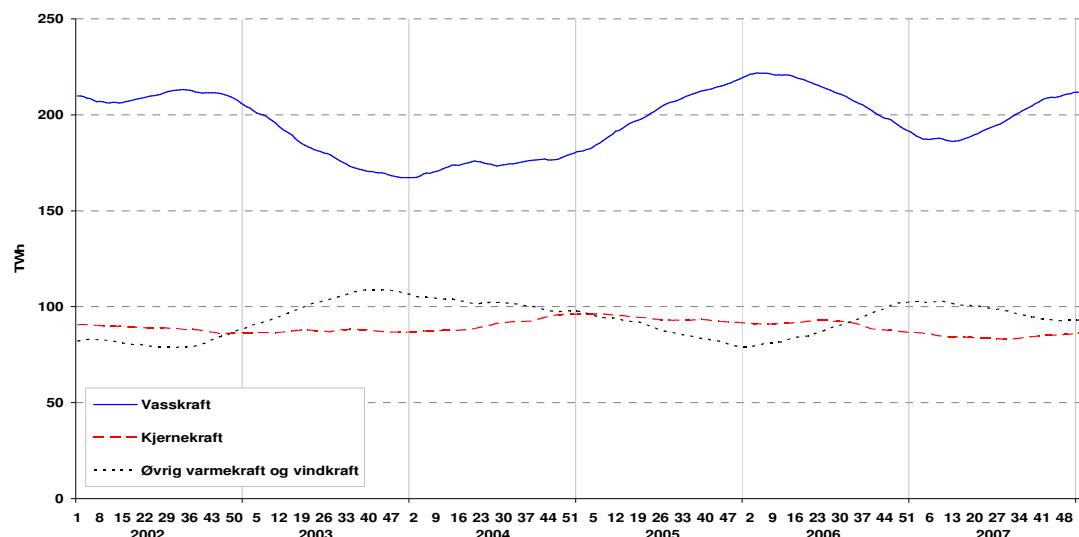
Figur 1.3.1 Samla nordisk kraftproduksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



Av samla nordisk kraftproduksjon i 2007 vart 54 prosent produsert i vasskraftverk, medan 22 prosent vart produsert i kjernekraftverka. Totalt vart det produsert 211,7 TWh nordisk vasskraft i 2007. Det er 21,7 TWh, eller 11 prosent, meir enn i 2006. Som i året før var det også i 2007 ein del problem i dei svenske kjernekraftverka. Årsproduksjonen var 63,8 TWh og det er lågaste produksjon sidan år 2000. Den finske kjernekraftproduksjonen har vore stabil på rundt 21 – 22 TWh dei siste åra. Produksjonen i 2007 var 22,3 TWh. Kjernekraftproduksjon vert rekna som såkalla botnlastproduksjon ettersom det er låge variable produksjonskostnadene i kjernekraftverka. Høg vasskraftproduksjon og lågare kraftprisar har ført til at den nordiske produksjonen frå andre varmekraftverk enn kjernekraft var 9,4 TWh lågare i 2007 enn i 2006. Dette forklarar nedgangen i den danske kraftproduksjonen der varmekraftverk står for ein stor

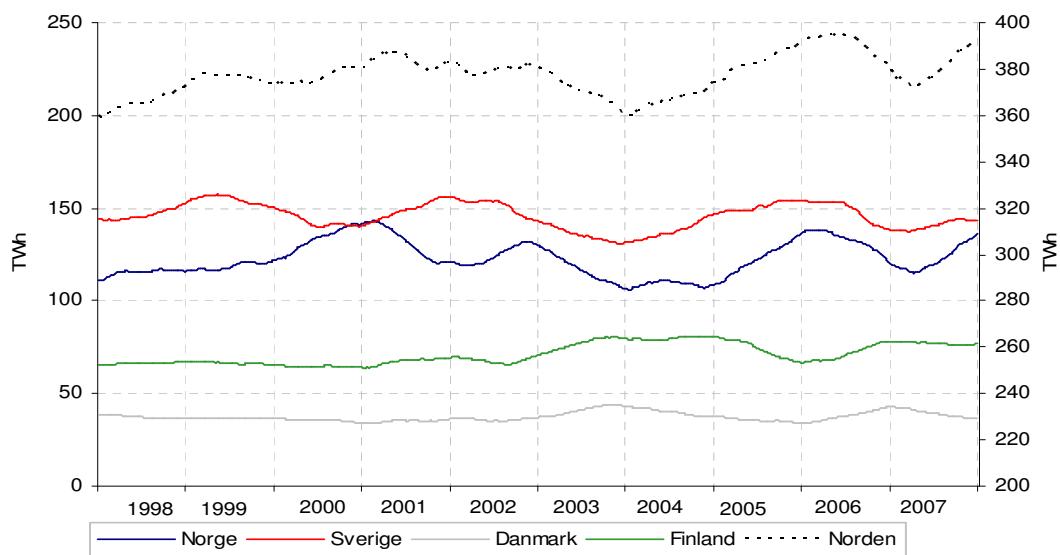
del av produksjonskapasiteten. Den danske vindkraftproduksjonen var 0,4 TWh høgare i 2007 samanlikna med året før, trass i ein stor nedgang i fjerde kvartal.¹

Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2002 – 2007, sum for dei siste 52 vekene, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 1.3.2 syner nordisk kraftproduksjon dei siste 52 vekene, medan figur 1.3.3 syner kraftproduksjon fordelt på land. Kraftproduksjonen er høgst i Noreg og Sverige i våte periodar, medan det ofte er motsett i Danmark og Finland. Den finske og danske kraftproduksjonen er dominert av termiske kraftverk, og i desse landa har kraftproduksjonen gått ned i 2007 samanlikna med året før.

Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2002 – 2007, sum for dei siste 52 vekene, TWh. Kjelde: Nord Pool



¹ Sjå figur 3.11 i vedlegg

1.3.1 Noreg

Noreg – sterke økninger i produksjonen

Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 37,1 TWh i fjerde kvartal 2007. Det er den tredje høgste produksjonen i dette kvartalet nokon gong. I forhold til produksjonen i fjerde kvartal 2006 på 29,6 TWh er det ein økning på 25,3 prosent. Den høge produksjonen heng saman med høg magasinfulling hausten 2007.

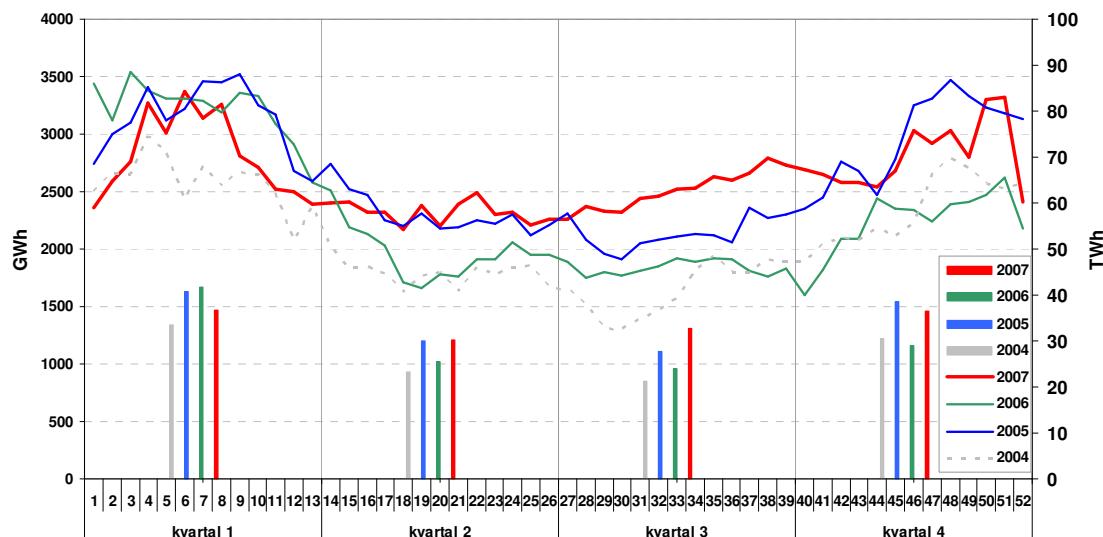
I 2007 var den totale produksjonen 137,3 TWh mot 121,7 TWh i 2006. Det er ein økning på 12,9 prosent. Av produksjonen i 2007 var omlag 134,9 TWh vasskraft, 1,5 TWh varmekraft og 0,9 TWh vindkraft. Produksjonen i 2007 er den tredje høgste nokon gong og nesten 9 TWh høgare enn gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) som er berekna til 128,5 TWh ved utgangen av 2007. Berre åra 2000 og 2005 hadde høgare produksjon, med høvevis 142,8 og 137,8 TWh. Det var først og fremst høgt tilsig som førte til den høge kraftproduksjonen i fjor.

For perioden 1990-2007 har det vore ei gjennomsnittlig årleg økning i produksjonen på 0,7 prosent.

Figuren viser at den norske kraftproduksjonen i stor grad varierar med tilsiget.

Tørreværspériodane i 1996/97 og 2002/03 resulterte i låg produksjon, medan våtåra 2000 og 2005 ga høg produksjon. Tilsigssvikten hausten 2002 var så kraftig at den fikk følgjer for produksjonen heilt fram til utgangen av 2004. På same måte har lite snø vinteren 2005/06 og den tørre sommaren og hausten 2006 ført til låg produksjon, og det høge tilsiget i 2007 til sterke økninger i produksjonen.

Figur 1.3.4 Norsk produksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyler, høyre akse).
GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool

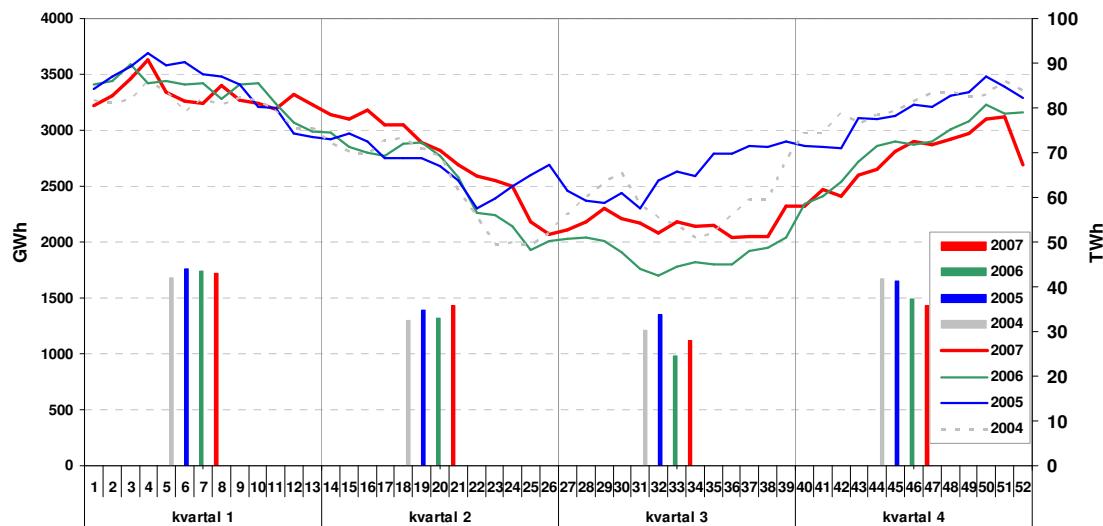


1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

Sett i forhold til 2006 har det vore ein økning i den svenske kraftproduksjonen både for heile 2007 og for fjerde kvartal. Økningen for året sett under eit skuldast høgare vasskraftproduksjon, medan økninga i kvartalet skuldast høgare kjernekraftproduksjon. I siste halvdel av 2006 var det låg utnytting av kjernekraftkapasiteten som følge av at fleire kjernekraftverk vart stansa etter feil og

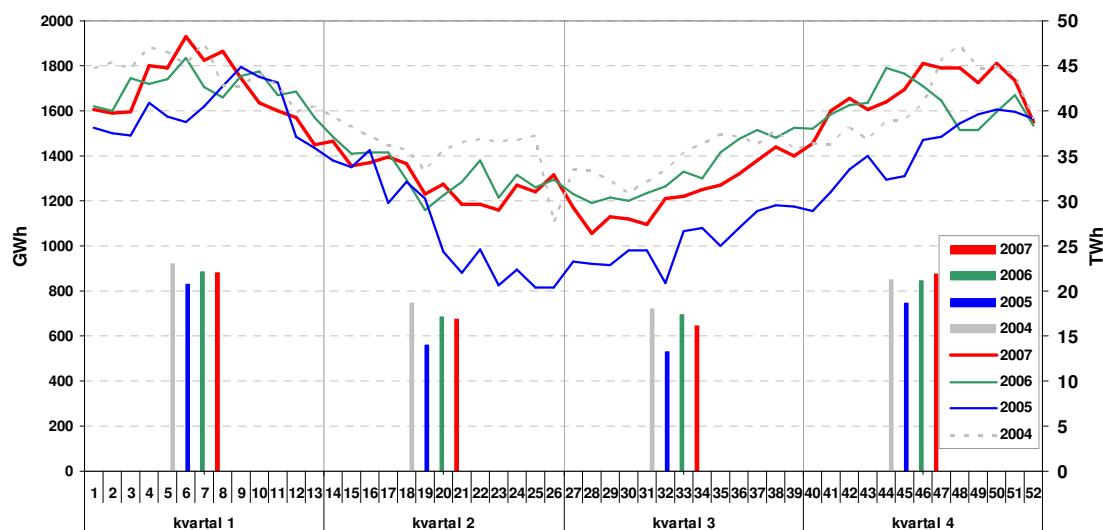
inspeksjonar på sommaren. Av den samla svenska produksjonen på 142,8 TWh i 2007, vart 45 prosent produsert i kjernekraftverka. Vasskraft hadde tilsvarende del av produksjonen.

Figur 1.3.5 Svensk produksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



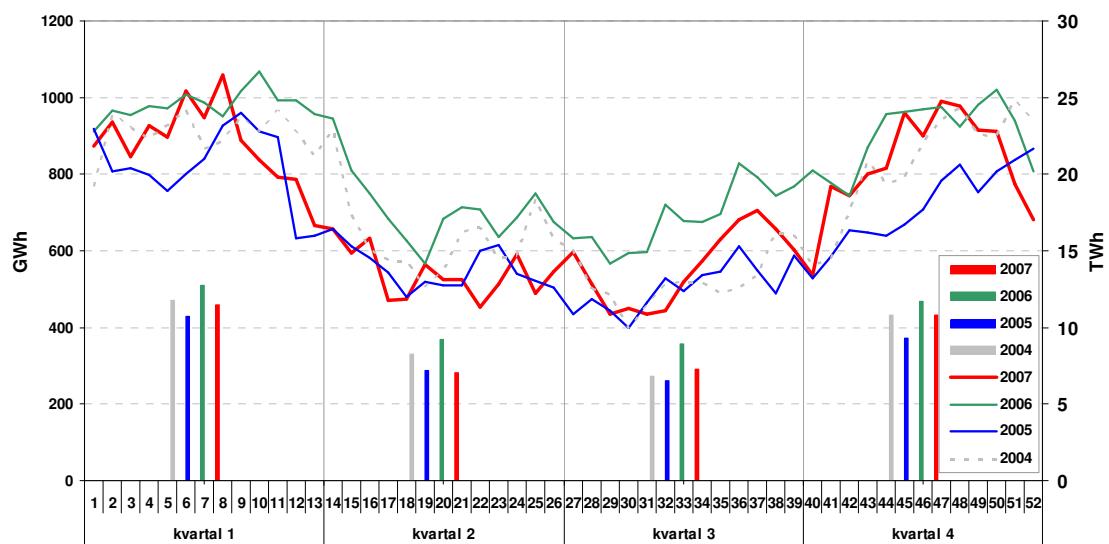
Finland har fire kjernekraftreaktorar, Loviisa (2x485 MW) og Olkiluoto (2x860). Produksjonen frå desse har vore kjenneteikna ved å vere svært stabil med høg utnytting. I 2007 vart 22,3 TWh av den finske totalproduksjonen på 77 TWh produsert ved kjernekraftverka. Det er 0,5 TWh meir enn i 2006. Nedgangen i samla finsk kraftproduksjon på 1,7 prosent frå 2006 skuldast lågare produksjon i dei andre varmekraftverka. Den finske vasskraftproduksjonen var 13,1 TWh i 2007, opp 2,3 TWh frå året før. I siste halvdel av fjerde kvartal 2007 vart det produsert meir kraft i Finland enn i same periode året før. Dette har samanheng med høgare forbruk og kraftprisar, og dermed betre lønnsemd i dei finske varmekraftverka. Samstundes var kapasiteten på overføringa med Russland redusert med 200 MW i denne perioden, noko som ga lågare import av elektrisk kraft.

Figur 1.3.6 Finsk produksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



Vått vær og høg nordisk vasskraftproduksjon har gjeve mykje lågare kraftprisar i 2007 enn i 2006. Kraftprisane i 2007 har i periodar vore for låge til at produksjonen ved dei danske varmekraftverka har vore lønsam. Dette trass for at kvoteprisen i store deler av året har vore tilnærma null, og det har vore låge kostnadar knytte til CO₂-utsleppa frå varmekraftproduksjonen. Det har dermed tidvis vore meir lønnsamt å importere vasskraft frå Noreg og Sverige enn å produsere kraft i kol- og gasskraftverka. Samla dansk kraftproduksjon var 36,5 TWh i 2007. Av dette vart 23,1 TWh produsert på Jylland og 13,4 TWh produsert på Sjælland. På Sjælland vart produksjonen redusert med 21 prosent samanlikna med året før, medan kraftproduksjonen på Jylland var 10 prosent lågare. Den samla danske vindkraftproduksjonen var 6,5 TWh i 2007 mot 6,1 TWh året før, og 75 prosent av vindkrafta vart produsert på Jylland¹.

Figur 1.3.7 Dansk produksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



¹ Sjå figur 3.11 i vedlegg

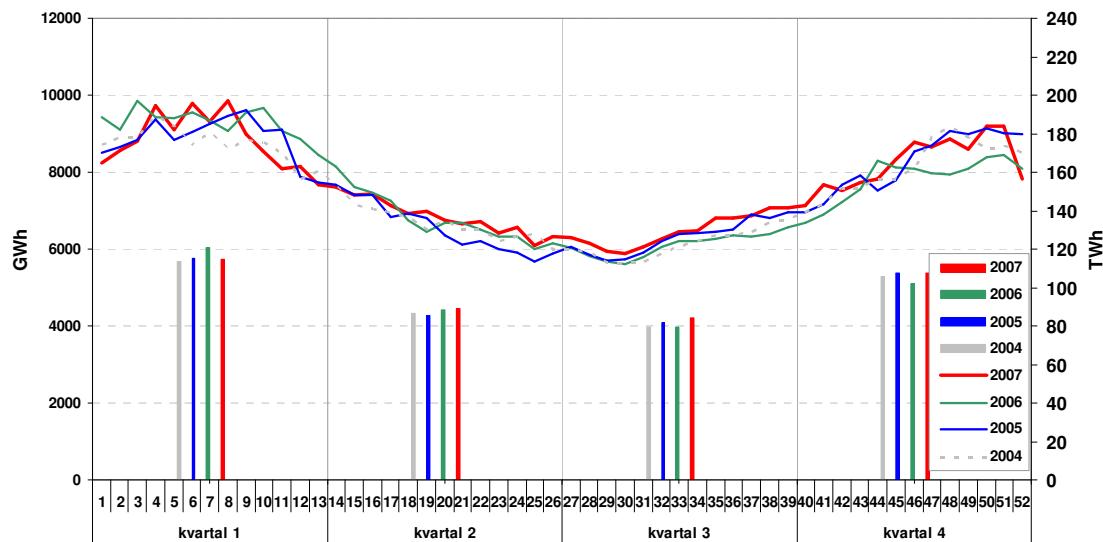
1.4 Forbruk

Det nordiske kraftforbruket på 108 TWh i fjerde kvartal 2007 var fem prosent høgare enn i tilsvarende periode i fjor. Auken har vore størst i Noreg, og skuldast i hovudsak lågare temperaturar.

| TWh | 4. kv. 2007 | Endring frå 4. kv. 2006 | 2007 | Endring frå 2006 |
|----------------|----------------|----------------------------|------|---------------------|
| Noreg | 36 | 10 % | 127 | 4 % |
| Sverige | 39 | 3 % | 144 | 0 % |
| Finland | 23 | 1 % | 89 | 0 % |
| Danmark | 10 | 6 % | 36 | 0 % |
| Norden | 108 | 5 % | 396 | 1 % |

Samla nordisk kraftforbruk var 396,1 TWh i 2007. Det er det høgaste årsforbruket nokon gong. Det har vore ein auke i det norske kraftforbruket samanlikna med 2006, medan det er uendra i Sverige, Finland og Danmark. Forbruksauken på 3,6 TWh, eller 1,0 prosent skuldast i hovudsak lågare temperaturar. Gjennomsnittstemperaturen var lågare i 2007 enn i 2006 i alle dei nordiske hovudstadane bortsett frå Helsingfors. I Oslo var gjennomsnittstemperaturen 7,2 grader i 2007, mot 7,7 grader året før. Det er spesielt i siste halvdel av året at temperaturane har vore lågare. I tillegg til kaldare vær, har kraftprisane vore mykje lågare i 2007 samanlikna med året før. Det vert anteke at prisnedgangen har medverka til auken i det norske kraftforbruket. Tilsvarende kan dei høge kraftprisane sommaren og hausten 2006 hatt ein dempande effekt på det nordiske kraftforbruket i denne perioden.

Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 1.4.2 Nordisk forbruk føregående 52 veker, 1998 – 2007, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool



1.4.1 Noreg

Noreg – rekordhøgt kraftforbruk

Det norske elektrisitetsforbruket var i fjerde kvartal 35,8 TWh. Forbruket i dette kvartalet er det høgaste nokon gong. Den tidlegare rekorden var på 35,3 TWh frå 2002. I forhold til forbruket i fjerde kvartal 2006 på 32,4 TWh er det ein auke på 10,4 prosent. Auken henger saman med at fjerde kvartal 2007 var betydeleg kaldare enn same kvartal eit år før.

I 2007 var det norske elektrisitetsforbruket 126,9 TWh. Det er ein auke på 4,4 TWh eller 3,6 prosent i forhold til 2006. Forbruket i fjor er ny rekord for eit kalenderår. Den gamle rekorden var frå 2005 med 125,8 TWh.

For perioden 1990-2007 har det vore ei gjennomsnittleg årleg auke i forbruket på 1,1 prosent.

Figur 1.4.3 Innanlandsk elektrisitetsforbruk, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE og SSB



Forbruket har falle frå april 2006, men har stege kraftig frå mai 2007. Hovudårsakene til auken i forbruket er betydeleg lågare kraftprisar i 2007 enn i 2006, høg økonomisk vekst og at 2007 var noko kaldare enn 2006. Elles er det verdt å merka seg at det var lite snø i fjellet vinteren 2006.

Saman med ein tørr sommar ga det låg magasinfylling, høge kraftprisar og lågt forbruk heile hausten 2006.

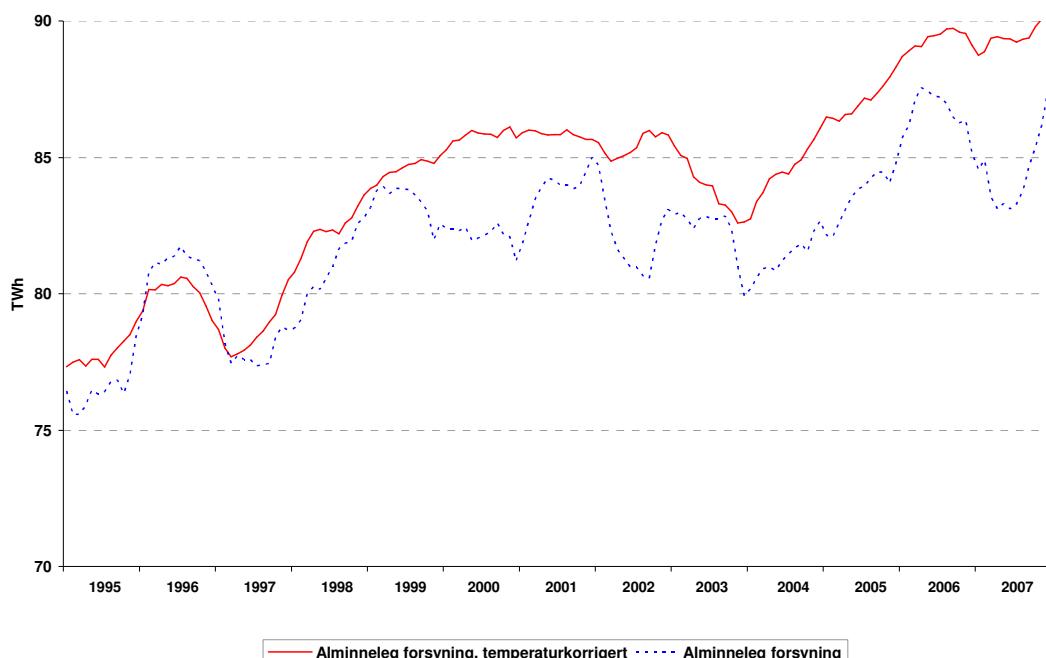
Forbruket i alminneleg forsyning var 26,0 TWh i fjerde kvartal i fjor mot 23,3 TWh i same kvartal i 2006. Det er ein auke på 12,0 prosent.

Fjerde kvartal var betydeleg kaldare enn same kvartal i 2006, men likevel noe varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold vart det alminnelege forbruket 26,6 TWh i fjerde kvartal 2007 mot 25,3 TWh i tilsvarende kvartal i 2006. Det er ein auke på 5,0 prosent. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i fjerde kvartal 2007 er det høgaste som er blitt registrert i dette kvartalet, noko høgare enn i same kvartal 2005.

Figur 1.4.4 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i fjerde kvartal stort sett har auka jamt i heile perioden 1996-1999. Deretter var forbruket stabilt fram til 2002. I 2003 sank forbruket, før det igjen fortsett å stige, bortsett frå fjerde kvartal 2006 som hadde lågt forbruk mellom anna som følgje av høge kraftprisar.

Forbruket i alminneleg forsyning i 2007 er berekna til 84,2 TWh referert kraftstasjon. Det er ein auke på 2,7 prosent samanlikna med 2006. Korrigert til normale temperaturforhold vart forbruket 87,4 TWh i 2007. Det er ein auke på 1,7 prosent. Forbruket i 2007 er det høgaste som nokon gong er registrert. For perioden 1990-2007 har det vore ei gjennomsnittleg årleg auke i det alminnelege forbruket på 1,4 prosent og 1,3 prosent for det temperaturkorrigerte forbruket.

Figur 1.4.4 Forbruk i alminneleg forsyning, med og utan temperaturkorrigering, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



Figur 1.4.4 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning dei siste 12 månadene er i ferd med å auke etter å ha falt sida september 2006.

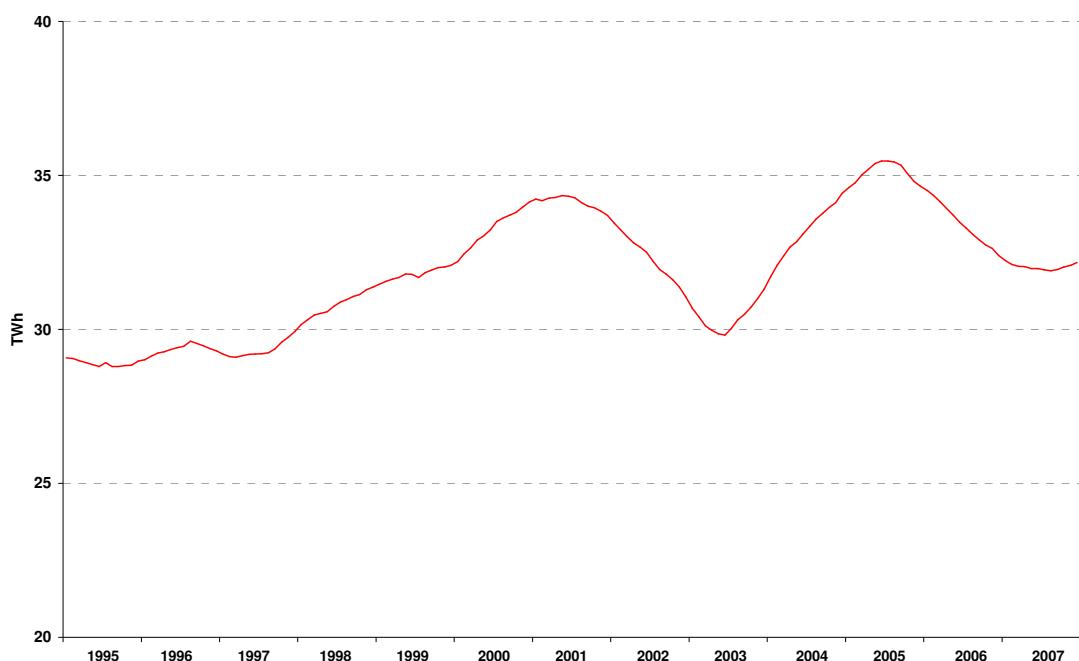
Kraftforbruket i kraftintensiv industri var i sterk vekst fra sommaren 2003 og fram til hausten 2005. Auken hadde samanheng med produksjonsauke for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, god marknad for denne industrien og at denne sektoren fra 2003 selte kraft tilbake til marknaden i staden for å nytte krafta sjølv. Sida hausten 2005 har forbruket i denne sektoren gått ned på grunn av mellom anna redusert aktivitet og at delar av industrien er blitt lagt ned, som følgje av høge kraftprisar og lave produktprisar. Dei siste månadene ser det ut som om det igjen er auke i denne forbrukssektoren.

Forbruket i kraftintensiv industri var i fjerde kvartal 2,9 prosent høgare enn i same kvartal i 2006.

I 2007 var forbruket i kraftintensiv industri 32,2 TWh referert kraftstasjon. Det er ein nedgang på 0,7 prosent frå året før. Det var først og fremst produktgruppa aluminium og andre metall som førte til nedgangen.

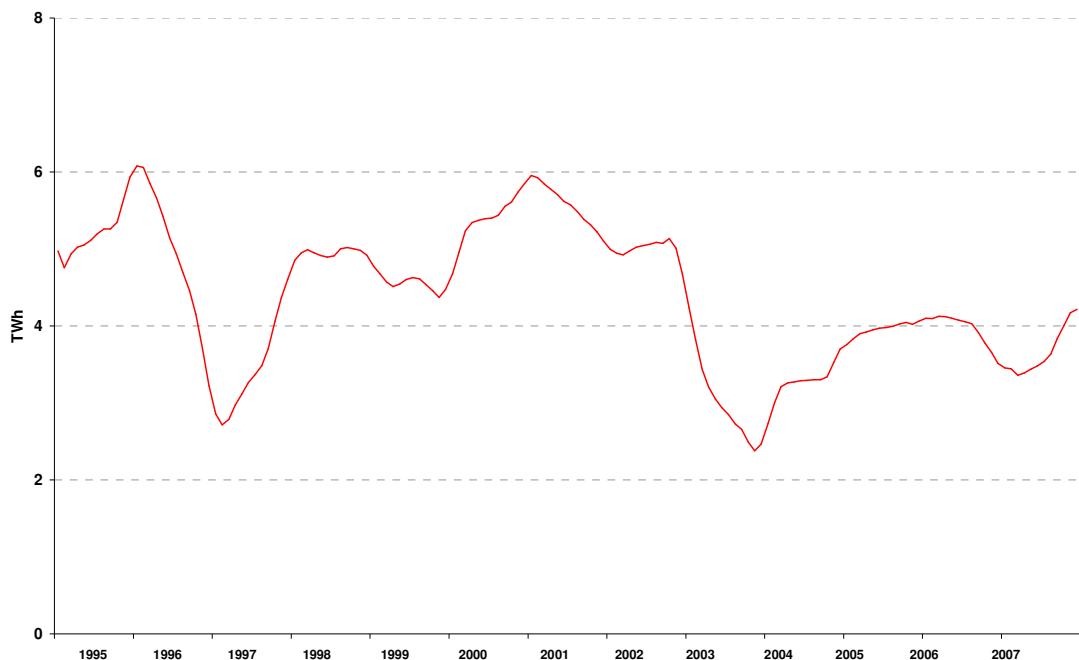
For perioden 1990-2007 har det vorte ei gjennomsnittleg årleg auke i forbruket i kraftintensiv industri på 0,3 prosent.

Figur 1.4.5 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjelar var i fjerde kvartal 43,4 prosent høgare enn i tilsvarende kvartal i 2006. I 2007 er forbruket av kraft til elektrokjelar¹ anlege til 7,3 TWh mot 6,5 TWh i 2006, ein auke på 12,3 prosent. Dette er vel 3 TWh lågare enn høgaste registrerte forbruk av uprioritert kraft som er 10,5 TWh frå 2000. Forbruket i fjor er vel to tredjedelar av kva det var i 2000.

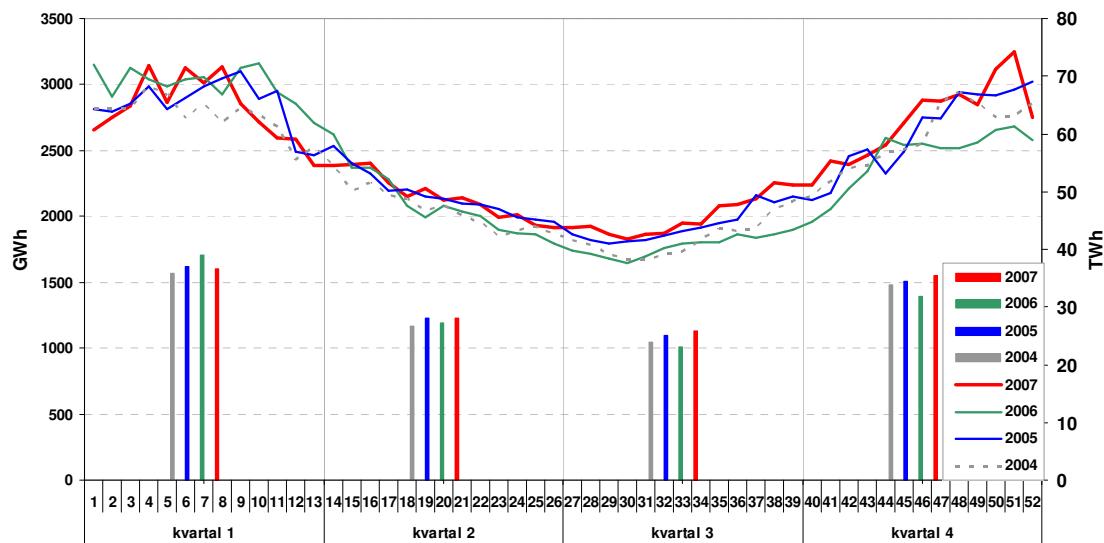
Figur 1.4.6 Forbruk av kraft i elektrokjelar, sum for dei siste 12 månadane, TWh. Kjelde: NVE



Elektrokjelar nyttar ofte olje i staden for elektrisitet om dette er lønsamt. I perioden 1995-2007 har kraftprisane variert betydelig, medan oljeprisen har lege på eit høgt nivå dei to siste åra.. Ut frå figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjelar i perioden 1990-2007 er frå i overkant av 3 TWh til vel 10 TWh. Omlag 3 TWh av dette forbruket ser ut til å ha høgare utkoplingspris enn det som er observert i perioden 1990-2007, eller at deler av denne sektoren ikkje har oljefyrt reserve.

¹ Uprioritert kraft f.o.m. 1993

Figur 1.4.7 Norsk forbruk, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



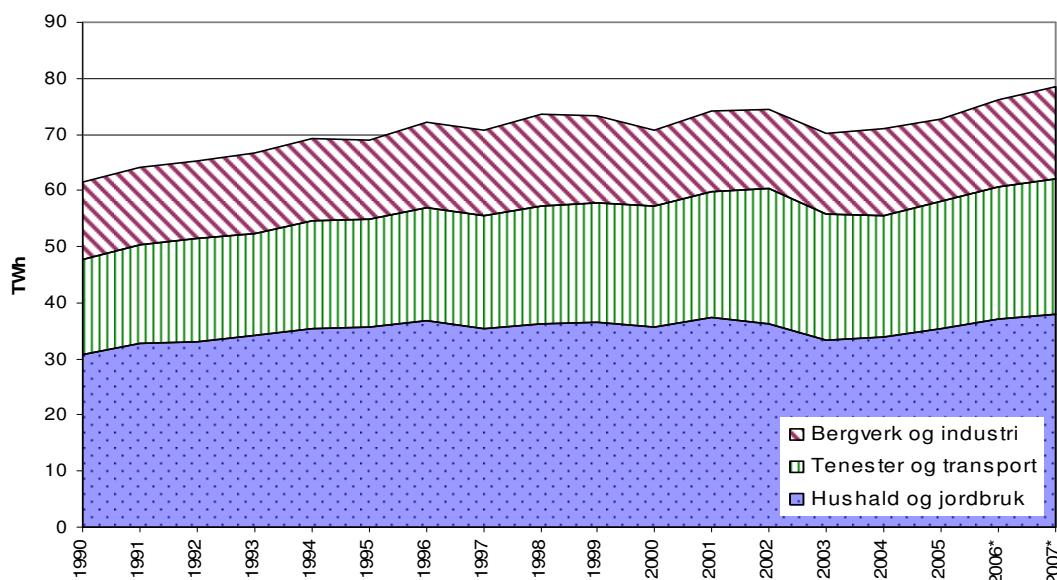
Forbruksutviklinga i alminneleg forsyning frå 1990

Foreløpige tal for 2007 syner eit målt nettoforbruk i alminneleg forsyning på 78 TWh, noko som gjev ein vekst på 2,7 prosent frå 2006-2007. Vi har dermed passert førre forbrukstopp frå 2002 kor forbruket i alminneleg forsyning var drygt 74 TWh¹. I perioden 1990-2007 har forbruket auka med 27 prosent, noe som gir ein gjennomsnittleg årlig vekstrate på 1,4 prosent.

Omgrepet alminneleg forsyning vert ofte nytta i korttidsstatistikk der ein ikkje har næringsfordeling av forbruket. Forbruket i alminneleg forsyning er definert som: Produksjon + import – eksport - pumpekraft- forbruk i elektrokjelar - forbruk i kraftintensiv industri.

Forbruket av elektrisitet på sokkelen og landanlegga for petroleumssektoren, som til dømes Troll, Ormen Lange og Snøkvit/Mjølkøya, er ein del av næringa for ”Utvinning av naturgass og råolje”, og er i utgangspunktet ikkje ein del av alminneleg forsyning. For at elektrisitetsbalansen skal gå i hop må dette forbruket likevel leggjas til. Nedanfor er forbruket lagt under industrisektoren. Alt forbruk fordelt på næringar nedanfor er eksklusive kjelforbruk.

Figur 1.4.8 Nettoforbruk i alminneleg forsyning fordelt på næringar, 1990-2007*. TWh Kjelde: SSB

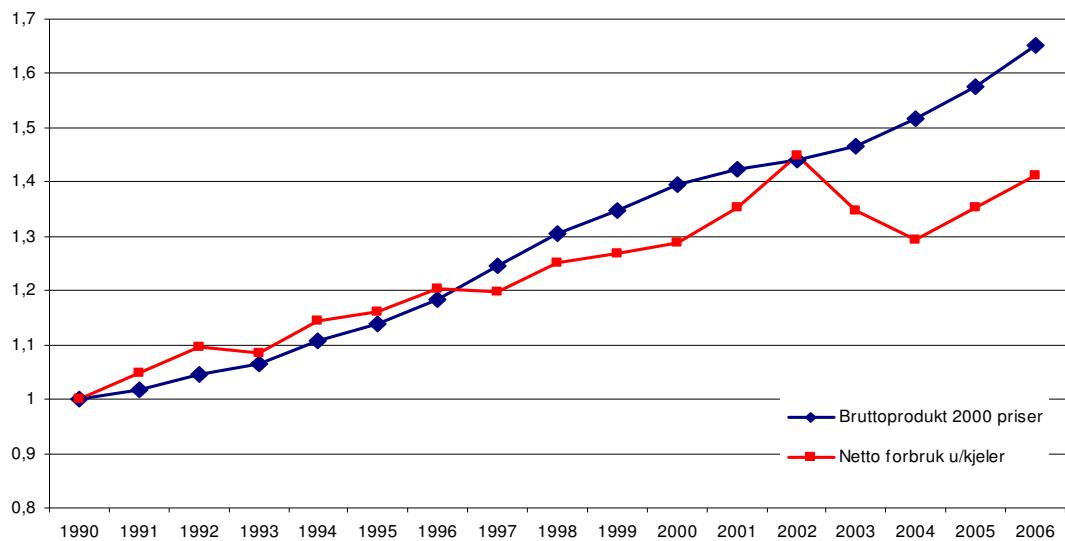


* Foreløpige tall, næringsfordeling 2006 og 2007 er gjort med fordelinga i 2005 som basis

Tenesteytande næringar utgjer ein stor del av Noregs totale verdiskaping. Førebels tall for Nasjonalregnskapet for 2006 viser at desse næringane, ekskl. transport utomlands og røyentransport, utgjer vel 50 prosent av Noregs totale verdiskaping. Sett i forhold til fastlands-Noreg er tydinga enda større. Parten av BNP Fastlands-Noreg har vokse frå 76 til 79 prosent frå 1990-2006. Næringer med størst økonomisk tyding: varehandel, forretningsmessig tenesteyting og helse og omsorg. Figuren nedanfor syner nettoforbruk ekskl. kjelar og bruttoprodukt for tenesteytande næringar i perioden 1990-2006. Figuren viser ein tydeleg avdemping av veksten i elektrisitetsforbruket samanlikna med den økonomiske utviklinga.

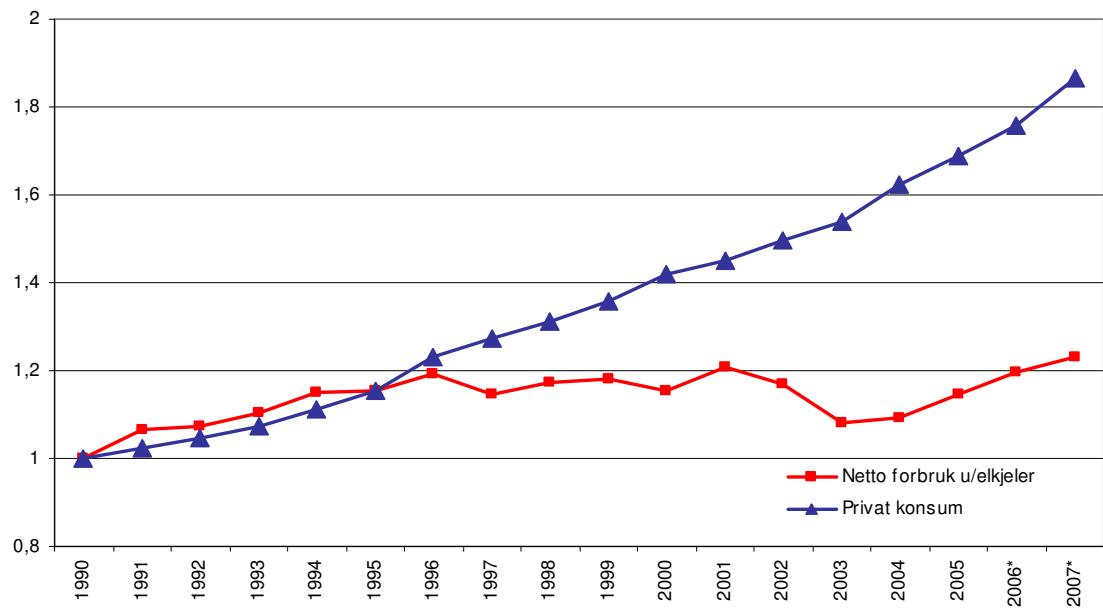
¹ Tala her og i figur 1.4.8 avvik noko frå tala i vedleggstabell 3.3. Avviket skyldas forbruk knytt til gassutvinning og -transport frå Troll-plattformen. Dette forbruket er ikkje med i alminneleg forsyning i vedleggstabell 3.3.

Figur 1.4.9 Utvikling av bruttoprodukt og nettoforbruk av elektrisitet i tenesteytande næringer. 1990=1 Kjelde: Nord Pool, SSB og NVE



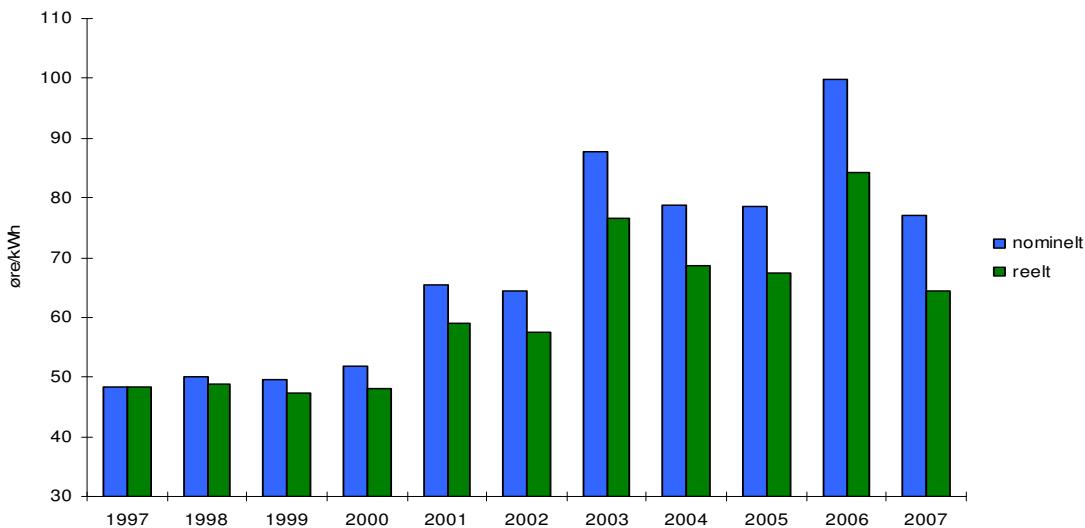
Hushalda sitt elektrisitetsforbruk har på same måte som i tenesteyting vist ei utflating, og samanhengen mellom veksten i privat konsum og elektrisitetsforbruksveksten er ikkje lenger så sterk som den var på 1980- og første halvdel av 1990-tallet.

Figur 1.4.10 Utvikling av privat konsum og nettoforbruk av elektrisitet i hushald, 1990=1. Kjelde: Nord Pool, SSB og NVE



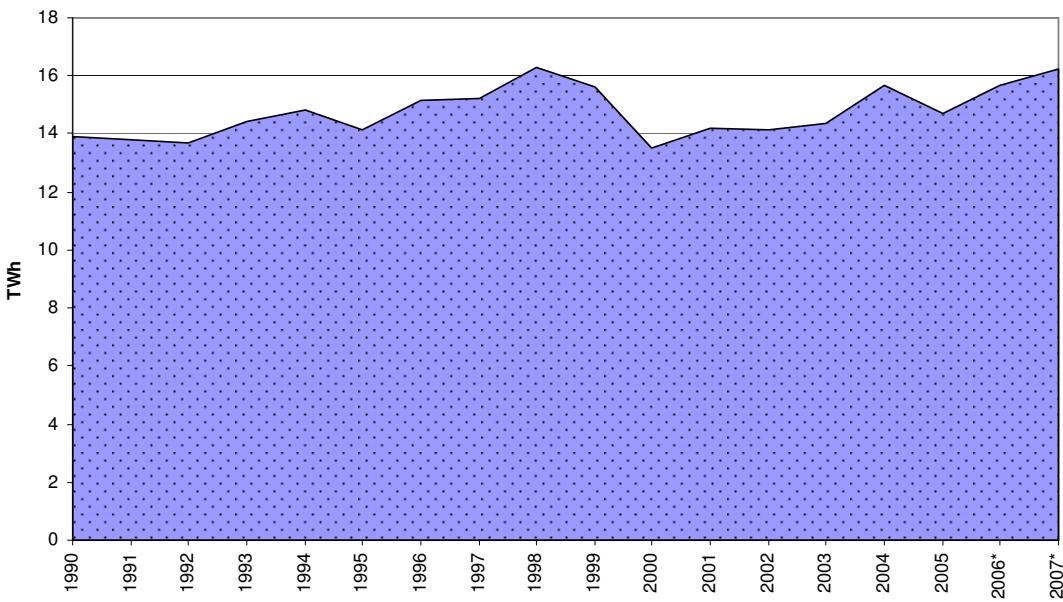
I perioden 1997-2007 auka konsumprisindeksen med 21 prosent. Pris på elektrisitet til forbrukar auka nominelt med 60 prosent, noko som gjev ein realprisvekst på 32 prosent. Frå 2006-2007 fall dei reelle prisane med 23 prosent

Figur 1.4.11 Utvikling av kraftpris til hushald, inkludert nettleie og avgifter, nominelle og reelle priser (målt i 1997 priser) Kjelde: Nord Pool og SSB



Industri og bergverk omfattar industri som ikkje er kraftintensiv. Forbruket av elektrisitet på sokkelen og landanlegga i utvinningssektoren er lagt til i denne sektoren. Det har vore ein auke i kraftforbruket på 17 prosent i frå 1990 til 2007, ifølgje førebelse tall. Auken dei siste åra skuldast i hovudsak auka bruk av elektrisitet i utvinningssektoren.

Figur 1.4.12 Utvikling av nettoforbruk utan elkjelar i rest industri inkludert forbruk i utvinningssektoren, 1990-2007, GWh. Kjelde: Nord Pool og SSB



Veksten i kraftforbruket i tradisjonell restindustri har vore 3 prosent frå 1990-2007. Den noko svake utviklinga i kraftforbruket kan mellom anna forklara med korleis produksjonsvolumet i sektoren har utvikla seg. Produksjonsindeksen for norsk industri samla i perioden 1990-2007 viser ein auke på 22 prosent, og mykje av forklaringa på auken er å finne i kraftintensiv industri,

først og fremst i metallindustrien. Veksten i annan industri sitt produksjonsvolum er størst i verkstad, mineralprodukt og bygging av oljeplattformer, medan verdiskapinga er størst i næringsmiddelindustri og verkstadindustri.

Drøftinga ovanfor viser ei utvikling som gjev argument for ein svakare samvariasjon mellom økonomisk utvikling og elektrisitetsforbruk for deler av alminneleg forsyning. Endringar i inntektselastisitetar over tid vil vere ein viktig forklaringsfaktor også når ein skal utarbeide prognosar fram i tid. Strukturendringar i industrien er også viktig for å forklare endringar over tid, og den internasjonale arbeids- og produksjonsdelinga blir viktig for å forstå korleis industrisektoren utviklar seg.

Forbruksutviklinga i Midt-Noreg

Førebelse tal syner eit målt bruttoforbruk i Midt-Noreg på 20,3 TWh i 2007. Det er ein auke på 0,3 TWh eller 1,7 prosent frå 2006.

Industribedrifter med høgt kraftforbruk i regionen syner ein auke på 2,7 prosent samanlikna med i fjor. Dette trass i at Elkem sitt anlegg i Meråker vart nedlagd 1. juni 2006. Mykje av forklaringa på denne auka finn vi på eit av metallverka. I 2006 førte ei ulykke til redusert forbruk ved dette verket, medan det i 2007 har vore i regulær produksjon.

Temperaturkorrigert forbruk syner ein vekst på 1,3 prosent frå 2006 til 2007, og tabellen nedanfor syner status for forbruksutviklinga basert på førebelse tal.

Tabell 1.4.1 Forbruksutviklinga i Midt-Noreg, GWh, førebelse tal. Kjelde: Nord Pool og Statnett

| Målt forbruk | 2005 | 2006 | 2007 | Vekst 06-07 |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|-------------|
| Totalt bruttoforbruk | 20 507 | 19 969 | 20 302 | 1,7 % |
| Store industribedrifter (3 % nettap) | 9 549 | 8 963 | 9 158 | 2,2 % |
| Restforbruk | 10 958 | 11 005 | 11 144 | 1,3 % |
| Temperaturkorrigert forbruk | | | | |
| Totalt bruttoforbruk | 20 937 | 20 469 | 20 740 | 1,3 % |
| Store industribedrifter (3 % nettap) | 9 549 | 8 963 | 9 158 | 2,2 % |
| Restforbruk | 11 388 | 11 506 | 11 583 | 0,7 % |

Førebelse tall for restforbruket tyder på at alminneleg forsyning i Midt-Noreg har hatt lågare vekst enn alminneleg forsyning i landet totalt, medan tal for store kraftforbrukarar i regionen tyder på ein motsatt situasjon for kraftintensiv industri.

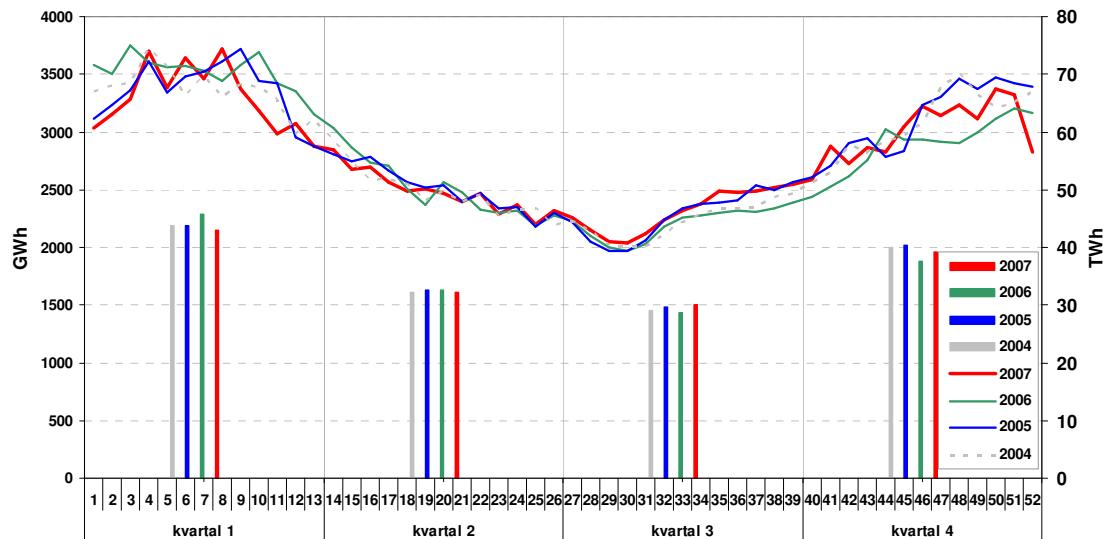
Hausten 2006 vart det gjeve mange prognosar for utviklinga i forbruket i Midt-Noreg. Så langt vi kan sjå er det førebelse bruttoforbruket lågare enn dei fleste anslaga. I ein analyse gjort for Enova anslo konsulentelskapet SKM Market Predictor forbruket i 2007 til å vere 22,5 TWh. Statnett har på deira heimesider ein vurdering av forbruket i år. Dei gjev eit intervall for bruttoforbruket på 22,2 – 23,3 TWh. Foreløpig tall for 2007 gjev grunn til å tru av vi endar i nedre del av intervallet sjølv med høgt forbruk på Ormen Lange.

1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket var 144,4 TWh i 2007. Det er det same som i 2006. Samanlikna med 2006 var forbruket lågare i første halvdel av året og høgare i siste halvdel. I fjerde kvartal 2007 var forbruket 39,2 TWh, mot 34,8 TWh i tilsvarende periode året før.

Det svenske temperaturkorrigerte kraftforbruket var 150,1 TWh i 2007, og det er 5,7 TWh høgare enn det faktiske forbruket. Også det temperaturkorrigerte kraftforbruket var omtrent uendra sett i forhold til 2006.

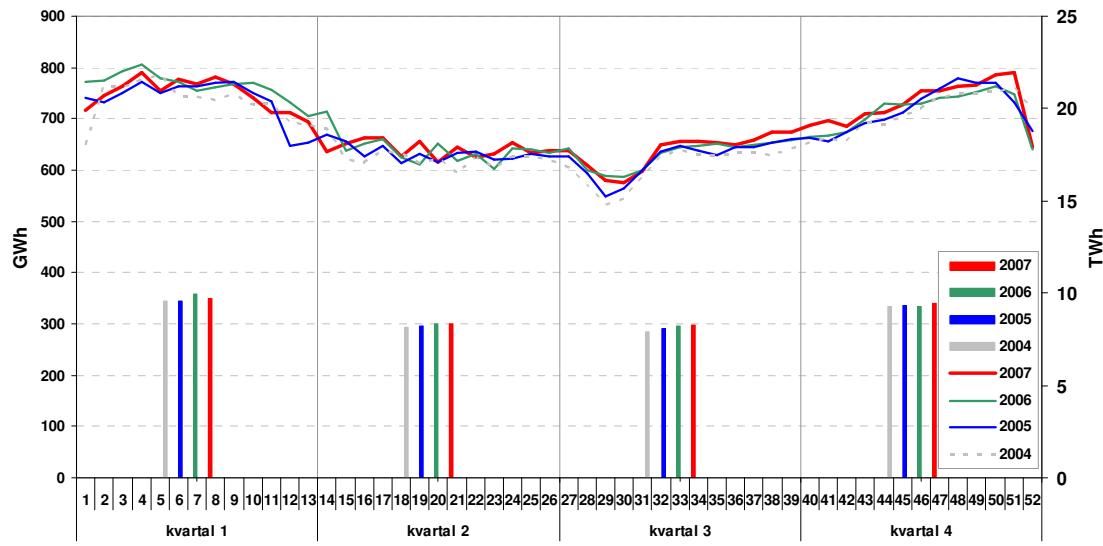
Figur 1.4.13 Svensk forbruk, 2004 – 2007, veka (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



Det danske kraftforbruket var 35,8 TWh i 2007, med 21,3 TWh på Jylland og 14,5 TWh på Sjælland. Det totale danske kraftforbruket var uendra sett i forhold til 2006. Det vert brukt mindre elektrisk kraft til oppvarming i Danmark samanlikna med dei andre nordiske landa. Dette gjev meir stabil utvikling i det danske kraftforbruket. Kraftforbruket i fjerde kvartal 2007 var 9,5 TWh, opp 0,2 TWh frå same kvartal året før.

Danmark er det landet i Norden som har hatt lågast vekst i forbruket dei siste ti åra. Forbruket i 2007 var 5,2 prosent høgare enn i 1997. I perioden 1997 til 2007 har det danske kraftforbruket målt for siste 52 vekersperiode variert mellom 33,8 og 35,8 TWh.

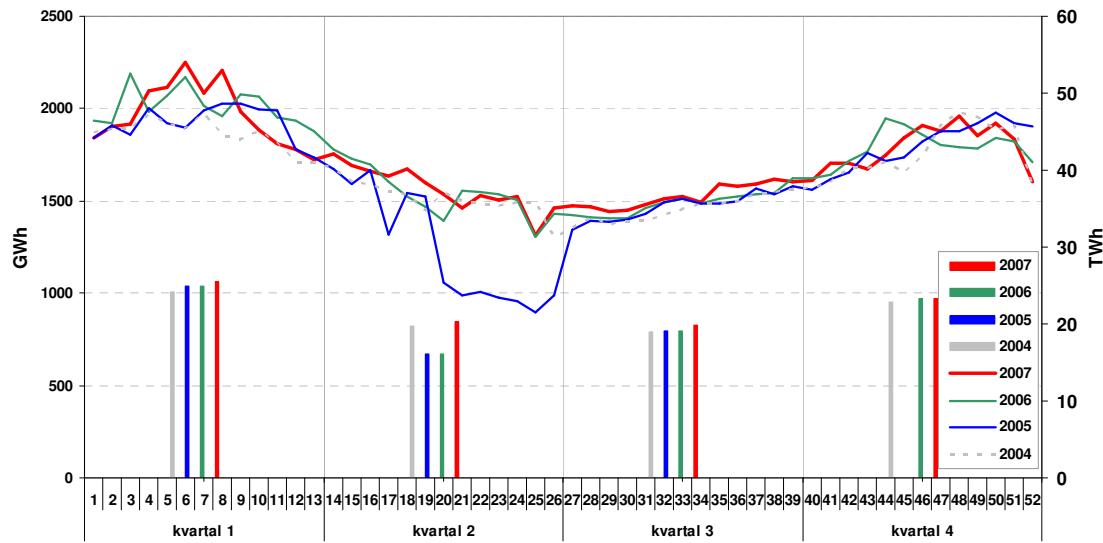
Figur 1.4.14 Dansk forbruk, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



Det finske kraftforbruket var 89,0 TWh i 2007, uendra sett i forhold til året før.

Gjennomsnittstemperaturen for heile året i Helsingfors var 7,1 grader i 2007 og 6,8 grader i 2006. Kraftforbruket i fjerde kvartal var 23,2 TWh. Også det er uendra sett i forhold til tilsvarende periode i 2006. Finland har hatt høgast forbruksvekst dei siste åra. Forbruket i 1997 var 73,4 TWh. Det tyder at forbruket har vokse med 21,3 prosent dei siste ti åra.

Figur 1.4.15 Finsk forbruk, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



1.5 Andre energiberarar i Noreg

I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energiberarar til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har aukande utbreiing. For andre energiberarar enn elektrisitet finns ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk, men salstal for petroleumsprodukta kan nyttast som ein indikator på sluttbruk.

Fyringsoljer

Av petroleumsprodukta til oppvarming i stasjonær sektor vert det i hovudsak nytta fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin vert stort sett nytta i hushald. Lett fyringsolje vert nytta i fleire sektorar, men vi fokuserer her på stasjonære formål; industri, bergverk og kraftforsyning, bustader, næringsbygg m.v, og offentleg verksemd. Bruken av petroleumsprodukt til oppvarming avheng i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet fordi mange sluttbrukarar har utstyr som tillet veksling til den til ein kvar tid rimelegaste energiberaren. Ikkje volumvekta gjennomsnittspris¹ på lett fyringsolje har i fjerde kvartal av 2007 vore rundt 13 prosent høgare enn for tilsvarende periode i 2006. Grafen under viser ein kraftig stigning for prisene i siste kvartal.

Figur 1.5.1 Pris på lett fyringsolje, øre per liter inkl. mva. Kjelde: Norsk Petroleumsinstitut

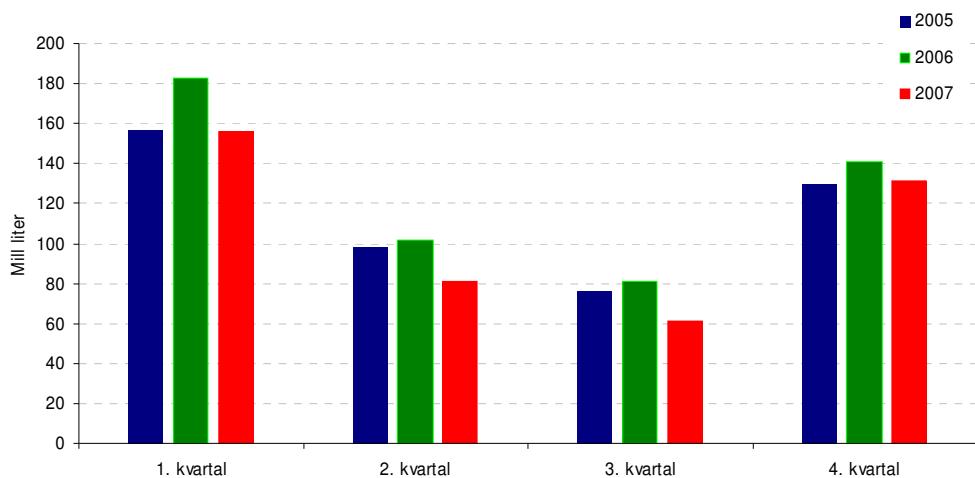


I fjerde kvartal 2007 vart det seld 131 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (Industri, bergverk og kraftforsyning, bustader, næringsbygg m.v, og offentleg verksemd). Dette er ein nedgang på ca. 7 prosent frå fjerde kvartal 2006, men omlag uendra samanlikna med fjerde kvartal 2005. Nedgangen kan skuldast den relativt høge prisen på fyringsolje i november og desember og høgare temperaturar enn normalt i både oktober, november og desember.

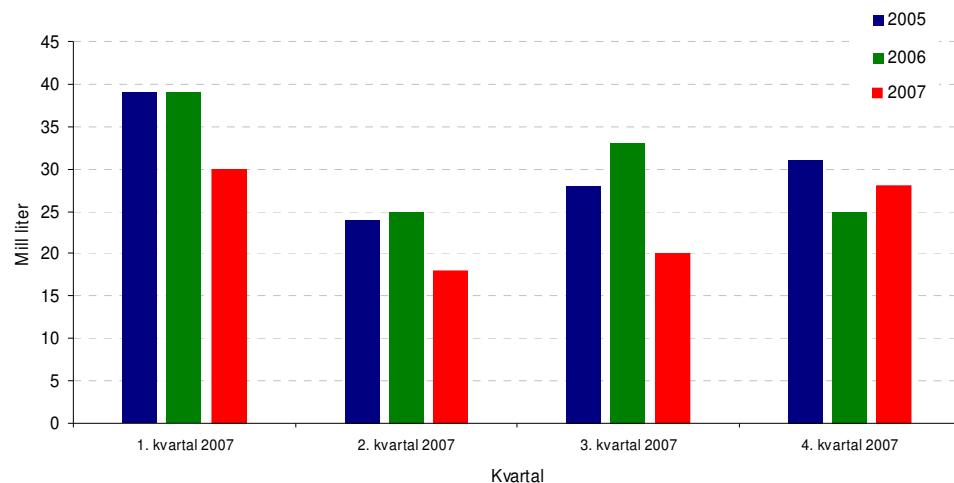
Heile reduksjonen i salet samanlikna med fjerde kvartal 2006 var i sektorane bustader, næringsbygg m.v, og offentleg verksemd. Industri, bergverk og kraftforsyning hadde ingen endring.

¹ Prisar frå Norsk petroleumsinstitutt, som nyttar prisar SSB samlar inn i samband med komsumprisindeksen. For fyringsolje er det levering av olje med standard kvalitet frå oljeselskapa til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medrekna dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane reknast eit vegd gjennomsnitt.

Figur 1.5.2 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpergruppene Industri, bergverk og kraftforsyning, Bustader, næringsbygg m.v, og Offentlig verksemeld, 2004-2007. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



Figur 1.5.3 Kvartalsvis sal av fyringsparafin for kjøpargruppene Industri, bergverk og kraftforsyning, Bustader, næringsbygg m.v, og Offentlig verksemeld, 2004-2007. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I fjerde kvartal vart det selt 28 millionar liter fyringsparafin mot 25 millionar liter i fjerde kvartal 2006, og 31 millionar i fjerde kvartal 2005. Det er ein vekst på vel 12 prosent i forhold til tilsvarende kvartal i fjar. Veksten kan sjåast i samanheng med høg vekst i pris på fyringsolje, og vekst i el-pris.

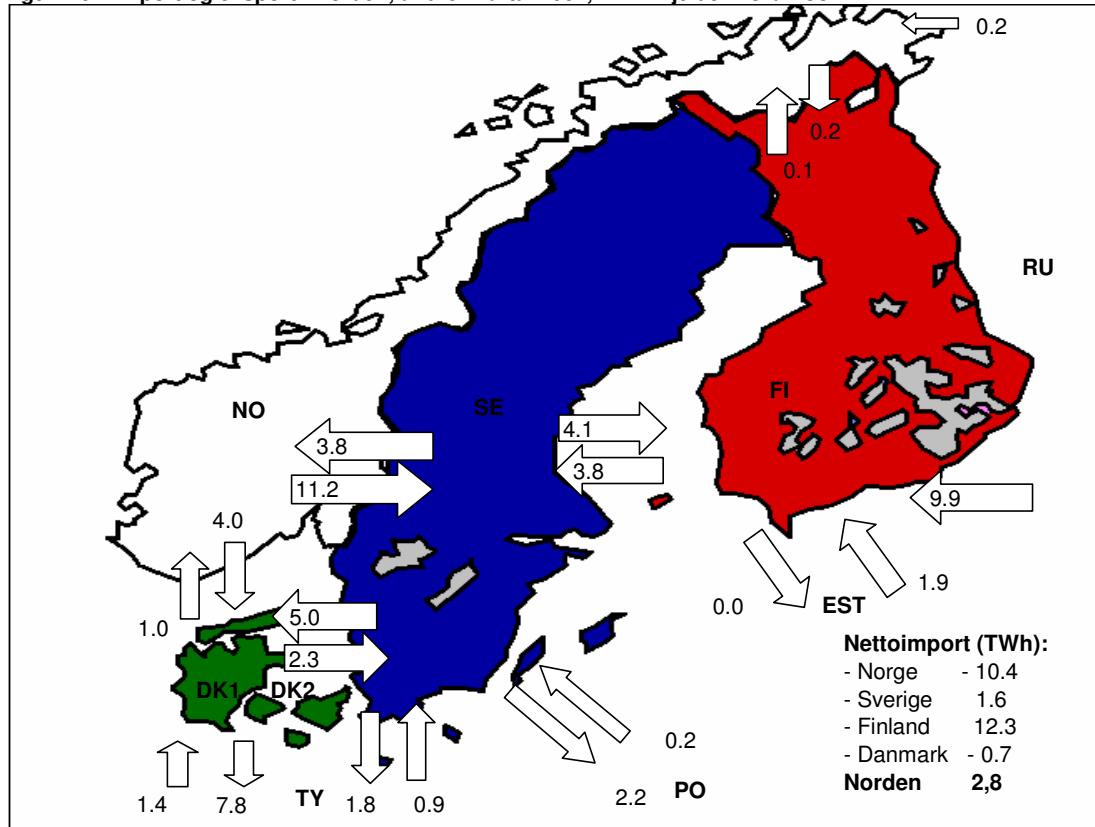
1.6 Kraftutveksling

Det har vore 2,8 TWh samla nettoimport til Norden i 2007. Det nordiske kraftsystemet har ein stor del vasskraftproduksjon i forhold til kraftsystemet i resten av Europa, og endringane i utveksling er derfor nært knytt til nedbørvariasjonen frå år til år.

| Utveksling import(+) / eksport (-), TWh | 4. kv. 2007 | 4. kv. 2006 | 2007 | 2006 |
|--|------------------------|------------------------|-------------|-------------|
| Noreg | -1.4 | 2.8 | -10.4 | 0.9 |
| Sverige | 3.4 | 0.3 | 1.6 | 6.3 |
| Finland | 1.3 | 2.1 | 12.3 | 11.1 |
| Danmark | -1.3 | -2.4 | -0.7 | -6.9 |
| Norden | 2,0 | 2.8 | 2.8 | 11.4 |

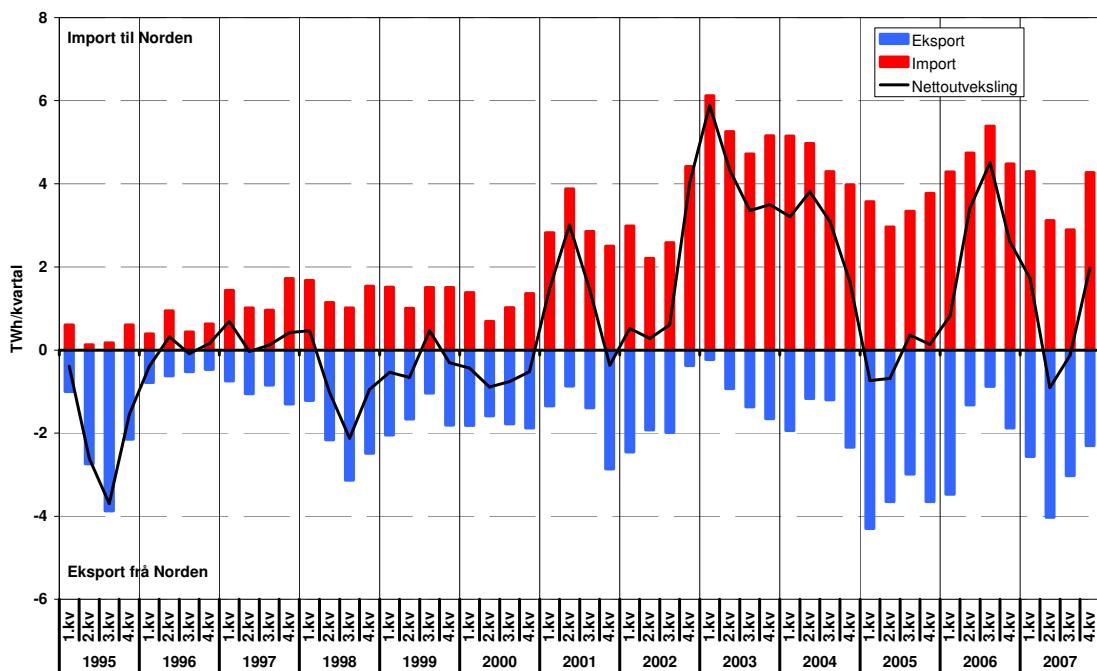
I 2007 bidrog vått vær og høg vasskraftproduksjon til 8,6 TWh reduksjon i den nordiske nettoimporten sett opp mot året før. Det var relativt lite nedbør i 2006, og tilsiget til dei norske vassmagasina var lågare enn normalt. Noreg hadde den høgaste eksporten i 2007, medan Finland holdt fram med stabil og høg import. Etter en periode med nordisk nettoeksport om våren og sommaren var det 2,0 TWh nordisk nettoimport i fjorårets siste kvartal. Det er 0,8 TWh mindre enn i same kvartal året før. Når det gjelder det samla utvekslingsvolumet over forbindelsane til resten av Europa var det berre i 2005 det har vore meir utveksling av kraft enn i 2007. Est-link kabelen mellom Finland og Estland har vore i drift sida byrjinga av 2007, og 1,9 TWh har vore utveksla over denne overføringskabelen i 2007. NorNed kabelen mellom Noreg og Nederland, som opphavleg skulle vere i drift sist haust, vil bidra med ytterligare 700 MW utvekslingskapasitet mellom Norden og kontinentet. Tekniske problem er årsaka til den forsinka oppstarten, men kabelen er venta å kome i kommersiell drift i løpet av april 2008.

Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden, andre kvartal 2007, TWh. Kjelde: Nord Pool



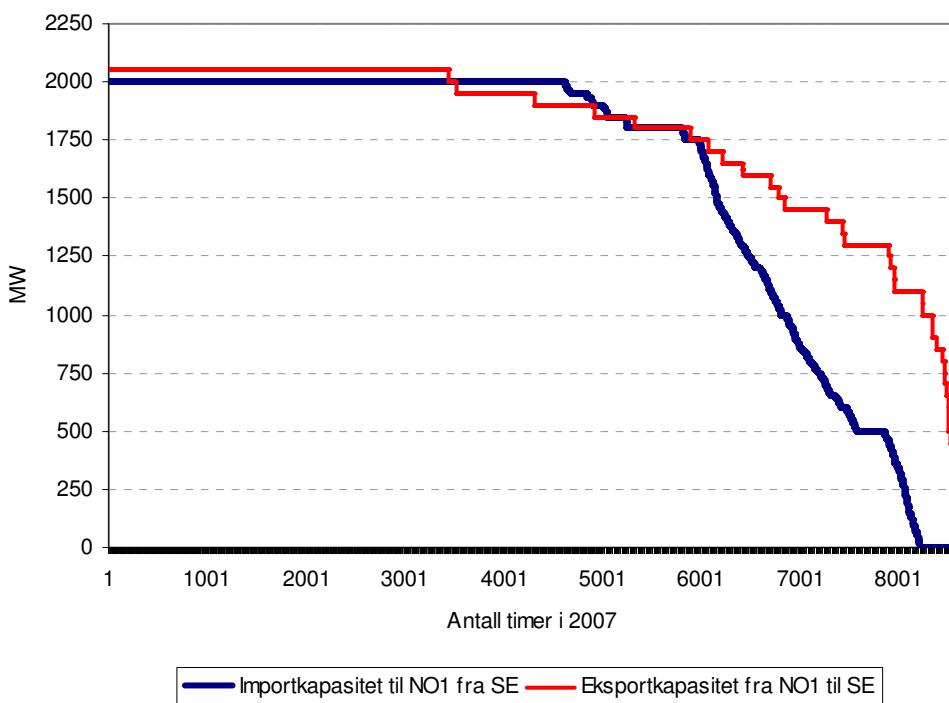
Den samla nordiske importen frå Russland og Estland har auka med 0,3 TWh jamført med 2006. Det har vore ein nedgang i importen frå Russland, men auka i importen frå Estland har meir enn utlikna denne nedgangen. Over Swe-Pol kabelen mellom Polen og Sverige har det i hovudsak vore svensk eksport til Polen. Den svenske nettoeksporten til Polen var 2,0 TWh i 2007, mens det var 1,2 TWh svensk nettoimport frå Polen i 2006. Den polske systemoperatøren har redusert eksportkapasiteten i store deler av 2007, og det kan bidra til å forklare endringa frå 2006. Den samla nordiske nettoeksporten til Tyskland var 7,3 TWh i 2007. Det er 5,7 TWh meir enn i 2006. Mesteparten av den nordiske eksporten til Tyskland var frå Danmark. Det tyske prisnivået steig i forhold til det nordiske prisnivået frå tredje til fjerde kvartal i fjor. Det har bidrege til at den nordiske eksporten til Tyskland har auka frå 0,1 TWh i tredje kvartal til 1,5 TWh i fjerde kvartal.

Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport andre kvartal, 1999-2007. TWh. Kjelde: Nord Pool



I gjennomsnitt har kapasiteten på sambanda mellom dei nordiske landa vore redusert med meir enn 10 prosent i 35 prosent av timane i 2007. Det er noko lågare enn i 2006. Da var det reduksjonar i 43 prosent av timane. Det er forskjellige årsaker til reduksjonane. Til dømes har kapasiteten på forbindelsen mellom Sør-Noreg og Danmark vore halvert sida veke 35 i fjor. Årsaka til dette er tekniske feil på Skagerak-3 kabelen. Kapasiteten har også vore redusert på grunn av interne kapasitetsproblem i dei enkelte elspotområda. Dette har ofte vore tilfelle på overføringskapasiteten mellom Sør-Noreg, Sverige og Danmark.

Figur 1.6.3 Varigheitskurve for norsk importkapasitet fra Sverige til Sør-Noreg (NO1) og eksportkapasitet fra Sør-Noreg (NO1) til Sverige i 2007. X-aksen angir timer i 2007.



1.6.1 Noreg

Den store auken i den norske vasskraftproduksjonen bidrog til en norsk nettoeksport på 10,4 TWh i 2007. Det er berre i 2005 og 2000 den norske nettoeksporten har vore høgare.

Mesteparten av den norske eksporten har vore i tredje kvartal. Spesielt i Sør-Noreg skapte unormalt høgt tilsig og fulle vassmagasin køyrepress ved vasskraftstasjonane. Dette har ført til at prisane i Sør-Noreg stort sett har vore lågare enn i dei andre elspotområda. I fjerde kvartal har vasskraftprodusentane hatt kontroll på fyllinga i vassmagasina og i større grad lagra vatn til seinare periodar med høgre forventa forbruk og prisar. Samla sett sank den norske nettoeksporten med 5,7 TWh til 1,4 TWh frå tredje til fjerde kvartal. Til samanlikning var det norsk nettoimport i fjerde kvartal 2006.

Mesteparten av den norske krafthandelen har vore med Sverige. Den samla norske nettoeksporten til Sverige var 7,4 TWh i 2007. Etter ein periode med einsidig norsk eksport til Sverige i tredje kvartal auka den norske importen frå Sverige utover i fjerde kvartal. Den norske importen har stort sett vore om nettene og helgene, medan det har vore norsk eksport i høylasttimane på dagtid.

Bortfallet av Skagerak 3 kabelen har bidrige til lågare norsk eksport til Danmark i fjerde kvartal enn i dei foregåande tre kvartala. Totalt var den norske nettoeksporten til Danmark 0,1 TWh. I tilsvarande kvartal året før var det 0,5 TWh norsk nettoimport frå Danmark.

1.6.2 Kraftutveksling i dei andre nordiske landa

Produksjonsauke saman med uendra kraftforbruk leidde til ein reduksjon i svensk nettoimport av kraft på 4,7 TWh frå 2006 til 2007. Utvekslinga med Danmark og Finland har endra seg frå nettoimport til nettoeksport, men den store auken i nettoimporten frå Noreg har ført til ein nedgang i svensk nettoimport totalt sett. I fjerde kvartal var det høg svensk import frå Finland, medan det elles stort sett har vore svensk nettoeksport til Finland i 2007. Den samla svenske nettoimporten frå Finland har vore 2,1 TWh i fjerde kvartal. Det tilsvarar den svenske nettoimporten frå Noreg i dette kvartalet. Totalt importerte Sverige i netto 3 TWh elektrisk kraft i fjerde kvartal. Det er 2 TWh meir enn i same kvartal året før.

I fjerde kvartal var det 1,3 TWh dansk nettoeksport. Det er 1,1 TWh mindre enn i fjerde kvartal i 2006. I 2006 bidrog den låge nordiske vasskraftproduksjonen til høgare prisar. Det førte til høg dansk varmekraftproduksjon og høg nettoeksport til Noreg og Sverige. I 2007 har dei nordiske prisane vore låge. Det har ført til 5,6 TWh samla dansk nettoimport frå Sverige og Noreg. På grunn av eksporten til Tyskland ble det likevel 1 TWh samla dansk nettoeksport for 2007. Det er 6 TWh mindre enn i 2006.

Den finske nettoimporten gjekk opp med i overkant av 1 TWh frå 2006 til 2007. Denne oppgangen skuldast først og fremst importen frå Estland, da den finske importen frå Russland gjekk ned med 1,6 TWh frå 2006 til 2007. Nedgangen har hovudsakeleg vore i andre halvdel av 2007. Dette kan forklarast med at kapasiteten på overføringslinja frå Russland har vore redusert med 200 MW sida den årlege revisjonen i veke 22. Den samla finske nettoeksporten i fjerde kvartal var 2,6 TWh. Det er 0,3 TWh lågare enn i fjerde kvartal i 2006.

1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

1.7.1 Spotmarknaden

Dei gjennomsnittlege kraftprisane auka i alle dei nordiske elspotområda frå tredje til fjerde kvartal 2007. I Sør-Noreg (NO1) auka prisen mest, og gjekk opp med heile 256 prosent, frå 95 til 338 kr/MWh. Midt- og Nord-Noreg (NO2 og NO3) hadde ein gjennomsnittspris på 340 og 336 kr/MWh. Dette svarar til ein nedgang frå fjerde kvartal 2006 på om lag 11 prosent i Sør- og Midt-Noreg, og 12 prosent i Nord-Noreg.

I Finland og Sverige auka kraftprisen med 55 og 59 prosent frå tredje til fjerde kvartal. Gjennomsnittleg kraftpris for kvartalet enda på 333 og 341 kr/MWh. Prisforskjellane kan skuldas at Finland har eit større innslag av termisk kraftproduksjon enn Sverige, og er dermed meir avhengig av prisen på fossile brensel.

Av dei nordiske elspotområda var det høgast pris i fjerde kvartal på Jylland og Sjælland (DK1 og DK2), og i det tyske prisområde Kontek (som er ein del av det nordiske kraftsystemet). Her låg kraftprisane på 378, 377 og 441 kr/MWh. Danmark har høg utveksling med Tyskland, og høge prisar i Tyskland dreg opp dei danske prisane.

Lågaste kraftpris i dei norske elspotområda i fjerde kvartal var 154 kr/MWh. I time to mandag 1. oktober hadde alle dei nordiske elspotområda denne prisen. Berre Jylland, Sjælland og Kontek hadde timer i kvartalet der prisen var lågare, hovudsakleg på grunn av høg vindkraftproduksjon.

Svært høg vindkraftproduksjon søndag 25. november bidro til at Jylland fekk lågast døgnpris i fjerde kvartal. Prisen vart lik null i fleire timer, og døgnjennomsnittet enda på 31 kr/MWh. Høgast døgnpris gjennom kvartalet hadde Jylland og Kontek. Torsdag 15. november var prisen oppe i 1407 og 1439 kr/MWh. I time 18 var børsprisen i Danmark oppe i 7445 kr/MWh. Det er den klart høgaste prisen som er observert på den nordiske kraftbørsen i 2007. Samtidig med låg vindkraftproduksjon var det kraftig reduksjon i den svenske eksportkapasiteten til Danmark.

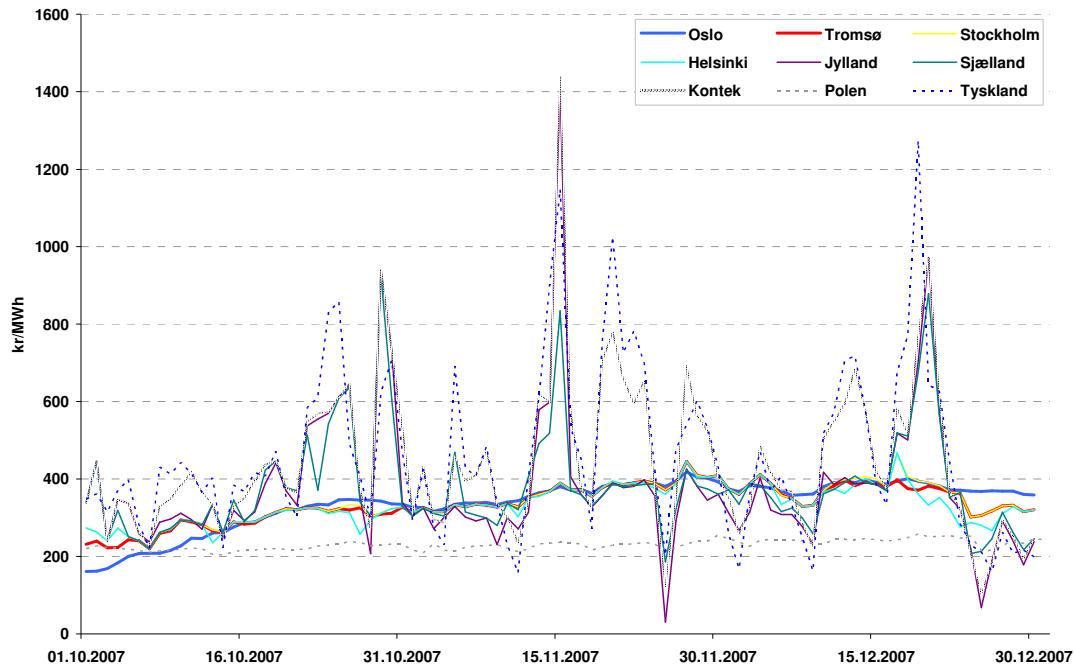
På den tyske kraftbørsen (EEX) var den gjennomsnittlege kraftprisen i fjerde kvartal 460 kr/MWh. Frå tredje kvartal har prisen auka med heile 87 prosent. Samanlikna med fjerde kvartal 2006 har prisen auka med 24 prosent. I Tyskland dominarar termisk kraftproduksjon, og auke i den tyske prisen skuldas blant anna oppgang i prisane på fossile brensle.

Prisane gjekk ned i alle dei nordiske elspotområda frå 2006 til 2007, og det er dei norske elspotområda som hadde lågast kraftpris i gjennomsnitt for året. Sør-Noreg (NO1) hadde lågast pris med 206 kr/MWh. Gjennomsnittleg kraftpris i dette området har ikkje vore lågare sida

| Elspot-prisar kr/MWh | 4. kv. 2007 | Endring frå 3.kv. 2007 | Endring frå 4.kv. 2006 | Gj.pris 2007 | Endring frå 2006 - 2007 |
|-------------------------|-------------|------------------------|------------------------|--------------|-------------------------|
| Sør-Noreg (NO1) | 338 | 256 % | -11 % | 206 | -48 % |
| Midt-Noreg (NO2) | 340 | 74 % | -11 % | 237 | -40 % |
| Nord-Noreg (NO3) | 336 | 72 % | -12 % | 236 | -40 % |
| Sverige | 341 | 59 % | -5 % | 242 | -38 % |
| Finland | 333 | 55 % | -7 % | 240 | -39 % |
| Danmark Aust | 377 | 59 % | 7 % | 264 | -33 % |
| Danmark Vest | 378 | 68 % | 14 % | 259 | -27 % |
| Tyskland (EEX) | 460 | 87 % | 24 % | 304 | -26 % |

2002, då prisen var nede i 198 kr/MWh. I Midt- og Nord-Noreg (NO2 og NO3) var den gjennomsnittlege kraftprisen 237 og 236 kr/MWh i 2007. Prisområda Kontek og Sjælland (DK2) hadde høgast gjennomsnittleg pris gjennom året 2007, med prisar på høvesvis 293 og 264 kr/MWh. Lågare kraftprisar i 2007 samanlikna med 2006, kan i hovudsak forklaast med tilsig over normalt og høg magasinfylling.

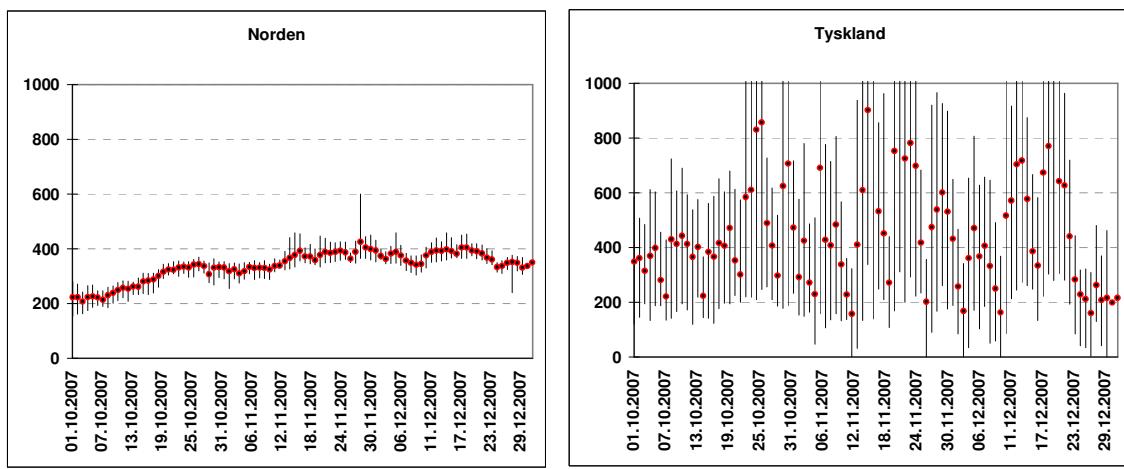
Figur 1.7.1 Spotprisar i fjerde kvartal 2007, døgn gjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool, POLPX og EEX



Den nordiske kraftmarknaden har høgt innslag av vasskraft. Vasskraftproduksjon er relativt billig å regulere, og følgjer i stor grad forbruket. I den tyske marknaden dominerer termisk kraftproduksjon. I eit termisk system vil prisane variere meir over døgnet enn i eit system som baserer seg på vasskraft. Prisane vil typisk vere høge på dagtid når etterspurnaden er høg, medan prisen går ned om natta når etterspurnaden er låg. Figurane på neste side illustrerer at dei nordiske kraftprisane i fjerde kvartal varierar mindre gjennom døgnet enn dei tyske.

Gjennomsnittlege døgnvariasjon i den nordiske systemprisen var 70 kr/MWh, medan den tyske gjennomsnittlege døgnvariasjonen var 818 kr/MWh. Auka vasskraftproduksjon er årsaka til at gjennomsnittlege døgnvariasjon i Norden har gått ned frå tredje kvartal. Gjennomsnittleg døgnvariasjon i den tyske prisen har gått opp. I løpet av fjerde kvartal var det høgast pris på den tyske kraftbørsen torsdag 15. november. I time 18 var prisen 6489 kr/MWh. Svært låg vindkraftproduksjon var årsaka. På den nordiske kraftbørsen var systemprisen på sitt høgaste 27. november i time 18. Systemprisen var oppe i 600 kr/MWh. På dette tidspunktet var det svært høge tyske priser og høg krafteksport frå Norden til Tyskland. Det var i tillegg låg vindkraftproduksjon.

Figur 1.7.2 Nordisk og tysk døgn gjennomsnitt og prisvariasjonar over døgnet, kr/MWh. Kjelde Nord Pool og EEX



I løpet av fjerde kvartal 2007 har det vore lik pris i alle prisområda i 10 prosent av timane. Til samanlikning var det lik pris i 2 prosent av timane i tredje kvartal. I løpet av fjerde kvartal har prisen i Sør-Noreg (NO1) lege under prisen i dei andre elspotområda i minst 19 prosent av timane. I tredje kvartal hadde Sør-Noreg lågast pris i minst 88 prosent av timane. Årsaka til endringa er at det har vore lågare tilsig i fjerde kvartal.

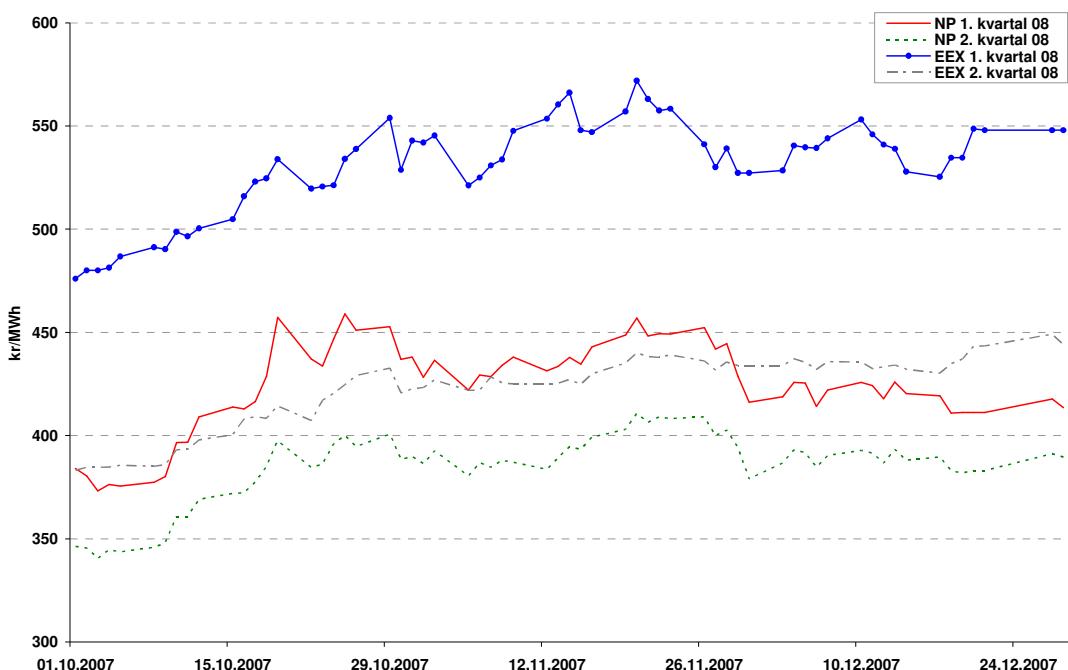
Tabell 1.7.1 Omfanget av prisforskjellar mellom prisområda, fjerde kvartal 2007. Kjelde: Nord Pool

| 4. kvartal 2007 | | Lågeste elspot-pris | | | | | | | |
|---------------------------|-----------------|---------------------|--------|--------|---------|---------|---------|----------|--------|
| | | NO1 | NO2 | NO3 | Sverige | Finland | Jylland | Sjælland | Kontek |
| Høgaste elspotpris | NO1 | | 34.0 % | 41.9 % | 34.0 % | 40.4 % | 36.9 % | 30.3 % | 36.0 % |
| | NO2 | 21.8 % | | 15.8 % | 2.7 % | 18.5 % | 33.8 % | 19.7 % | 31.9 % |
| | NO3 | 19.4 % | 0.0 % | | 0.2 % | 15.7 % | 33.0 % | 18.0 % | 30.9 % |
| | Sverige | 21.6 % | 1.2 % | 14.5 % | | 16.3 % | 33.2 % | 18.1 % | 31.1 % |
| | Finland | 21.1 % | 1.2 % | 11.8 % | 0.0 % | | 29.8 % | 16.4 % | 28.3 % |
| | Jylland | 35.3 % | 27.8 % | 32.9 % | 27.7 % | 34.4 % | | 15.1 % | 5.0 % |
| | Sjælland | 30.5 % | 20.7 % | 28.0 % | 20.6 % | 29.0 % | 25.8 % | | 17.6 % |
| | Kontek | 49.3 % | 47.3 % | 49.7 % | 47.1 % | 52.5 % | 34.6 % | 34.2 % | |

1.7.2 Terminmarknaden

Prisane på finansielle kraftkontraktar i Norden og Tyskland auka i løpet av fjerde kvartal 2007. Prisen på fyrste- og andrekvartalskontraktane på Nord Pool gjekk opp med 7,7 og 12,5 prosent, og enda 28. desember på 414 og 390 kr/MWh. På den tyske kraftbørsen EEX auka fyrste- og andrekvartalskontraktane med 15 og 16 prosent. Prisane enda på 548 og 444 kr/MWh den 28. desember. I kvart av dei to marknadene låg prisen på fyrstekvartalskontrakten over prisen på andrekvartalskontrakten. Det var høgast differanse mellom dei to kontraktsformane i den tyske marknaden. I snitt låg fyrstekvartalskontrakten 109 kr/MWh høgare enn andrekvartalskontrakten. I den nordiske marknaden var differansen 39 kr/MWh. Prisen på fyrstekvartalskontraktane i dei to marknadane har stege sidan tredje kvartal. Prisauken kan forklarast med høge brensels- og fraktkostnadars.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalte finansielle kraftkontraktar i fjerde kvartal 2007, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool



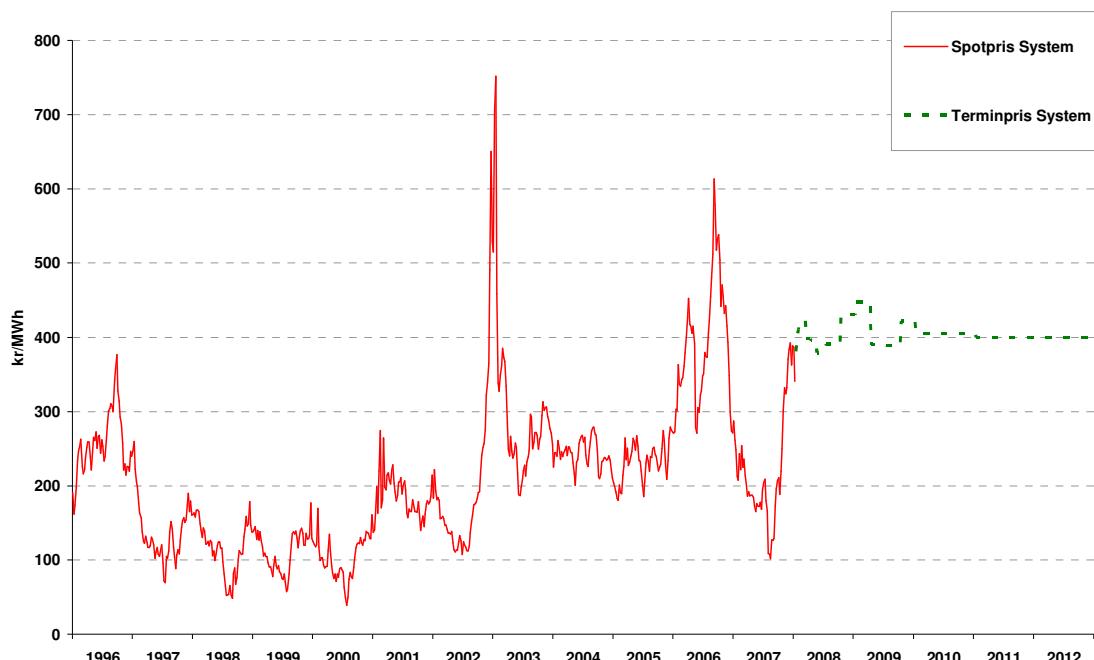
Kraftprisane på den nordiske kraftbørsen har vore stigande sidan år 2000. I perioden 1997 til og med 2000 var gjennomsnittleg systempris 117 kr/MWh, medan det har vore ein gjennomsnittspris på 231 kr/MWh frå 2000 og til i dag. I 1996 var det lite nedbør i Norden, og kraftprisen kom opp i over 350 kr/MWh på hausten. Prisen gjekk ned utover vinteren 1997, og heldt seg under 200 kr/MWh fram til februar 2001. Låge nedbørmengder bidrog til at kraftprisen steig til den hittil høgaste observerte vekeprisen ved årsskiftet 2002/2003. I veke to i 2003 var gjennomsnittleg systempris heile 752 kr/MWh. Høgare produksjonskostnader i kraftproduksjon basert på fossile brensel har medverka til at kraftprisen sidan ikkje har falle tilbake til nivået før vinteren 2002/2003. Innføringa av kvotesystemet for utslepp av CO₂ i 2005 gav eit ytterligare kostnadsbidrag for kraftproduksjon basert på fossile brensel. Utover sommaren og hausten 2006 steig kraftprisane i Norden som følgje av lite nedbør og høgare prisar på kol og gass. I tillegg var fleire av dei svenske kjernekraftverka i periodar ute av drift. Prisane toppa seg i slutten av august da vekevis systempris var oppe i 613 kr/MWh. Utover vinteren 2006/2007 auka tilsliget til dei nordiske vasskraftstasjonane samtidig som det var nedgang i brensels- og kvoteprisane. Ein relativt mild vinter gav i tillegg lågare kraftforbruk.

Dette medverka til ein nedgang i kraftprisen hausten 2006. Kraftprisen fall vidare til sommaren 2007. Hausten 2007 steig kraftprisen betydeleg. Gjennomsnittleg systempris gjekk frå 156 kr/MWh i tredje kvartal til 338 kr/MWh i fjerde kvartal.

Terminmarknadene viser ein betydeleg vekst i kraftprisen fram mot 2008. Forwardprisen for fyrste veka i januar 2008 var 381 kr/MWh i slutten av veke 52. Det er 40 kr/MWh meir enn prisen i spotmarknaden i veke 52. Opgangen mot årsskiftet skuldast at CO₂-kvoteprisen auka frå 2007 til 2008 som følgje av ny Kyoto-periode og at tilsiga normalt går ned om vinteren. Terminprisane ligg mellom 380 og 448 kr/MWh i perioden 2008 – 2012, med høgast pris første kvartal 2009.

Figur 1.7.4 viser utviklinga i systemprisen på den nordiske kraftbørsen frå 1996 fram til fjerde kvartal 2007. Vidare ser ein forwardprisar i den nordiske marknaden notert 28. desember 2007.

Figur 1.7.4 Nordisk observert systempris og prisar i terminmarknaden, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool



1.7.3 Pris på CO₂, kol og gass

Overskot av kvotar førte til ein kraftig nedgang i prisen på utslippsrettar for 2007. Nedgangen starta hausten 2006. Kvoteprisen låg under 1 kr/tonn nesten heile tredje og fjerde kvartal. Fram mot årsskiftet hadde utslippsforhold lite å seie for den totale kostnaden ved å produsere elektrisitet i termiske kraftverk. Det er ikkje mogeleg å spare kvotar frå 2007 til 2008, og meir restriktive utslippskvantum i Kyoto-perioden (2008 – 2012) medverka til at kvoteprisen vart høgare for 2008 og 2009 enn for 2007. Gjennomsnittsprisen på utsleppsrettar i 2008 gjekk frå 22,2 euro/tonn i tredje kvartal til 22,5 euro/tonn i fjerde kvartal. Den 28. desember var prisen på 2008-kontrakta 22,25 euro/tonn. Prisen på 2009-kontrakta låg på 22,75 euro/tonn. Figur 1.7.5 viser utviklinga i prisen for utsleppsrettar i 2007 og 2008.

Figur 1.7.5 Prisutvikling på utslippsrettar for CO₂ i EU ETS, Euro/tonn. Kjelde: Nord Pool



Kraftproduksjonen i den europeiske kraftmarknaden vert dominert av varmekraft, der kol-, gass- og kjernekraft er dei viktigaste kraftgenereringsformene. Kraftprisane avheng av brenselkostnader og prisane på CO₂-utslippsrettar.

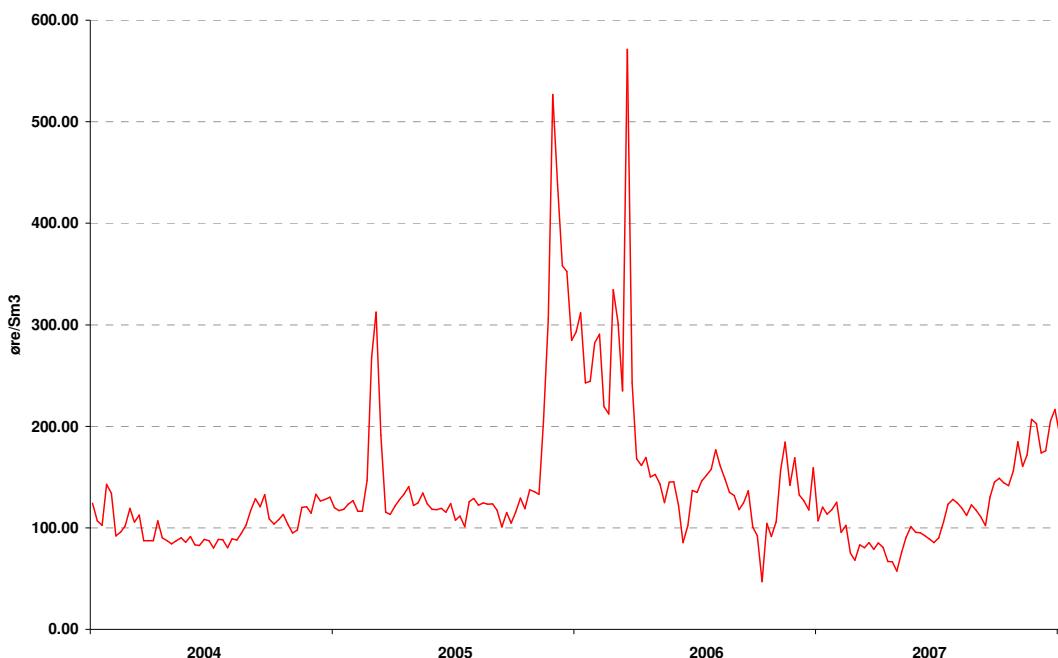
Auka pris på utsleppsløyver for CO₂ fører til ein auke i produksjonskostnaden for elektrisitet basert på kol, gass og olje. Dette gjev auka kraftpris i våre naboland Sverige, Danmark og Finland og i landa lenger sør i Europa. Ein auke i kraftprisen i Noreg sine naboland gjev auka etterspurnad etter norsk kraft for eksport og høgare pris på kraftimport til Noreg. Dersom overføringskapasitetane ikkje allereie er fullt utnytta, vil dette gje auke i kraftprisane også i Noreg. Auka pris på CO₂-utsleppsløyve og auka kraftpris vil føre til høgare produksjonskostnader for store deler av industrien. Redusert industriproduksjon og generelt redusert kraftforbruk på grunn av høgare kraftprisar kan dempe kraftetterspurnaden i alle dei europeiske land. Redusert kraftetterspurnad vil dempe kraftprisoppgangen som følgje av auka pris på CO₂-utslippsleppsløyver.

Gassprisane gjekk ned i første kvartal 2007, men sidan veke 17 har prisane auka og låg i veke 52 på 192 øre/ Sm^3 . Gjennomsnittleg gasspris i fjerde kvartal 2007 var 179 øre/ Sm^3 , opp 56 øre/ Sm^3 frå tredje kvartal.

Prisane i figuren kan avvike betydeleg frå det kvar enkelt kraftprodusent betalar. Årsaka til dette er både forskjellar i transportkostnadene og at kraftprodusentane kan ha langsiktige avtalar som er bunde til terminprisar på alternative energiberarar. Av Tyskland sin samla kraftproduksjonskapasitet utgjer gasskraftverk omlag 15 prosent. Desse kraftverka kan ofte sette prisen i periodar med høgt kraftforbruk, og dermed kan gassprisane ha betydning for prisen på elektrisitet i Tyskland og Norden i periodar.

Brenselkostnaden i eit gasskraftverk med 55 prosent verkegrad ville ha vore ca. 323 kr/MWh basert på gassprisen i Storbritannia i fjerde kvartal 2007, opp 103 kr/MWh frå tredje kvartal. Figur 1.7.6 visar utviklinga i gassprisar i Storbritannia.

Figur 1.7.6 Gassprisar i Storbritannia (NBP), 2004 – 2007, øre/ Sm^3 . Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited



Det har vore ein klar auke i prisane på kol i 2007, sjå figur 1.7.7. Gjennomsnittleg pris på kol i fjerde kvartal var 119 \$/tonn. I veke 52 var prisen 125 \$/tonn. Til samanlikning var den gjennomsnittlege prisen på kol 87 \$/tonn i tredje kvartal 2007. Ein stor del av den samla tyske kraftproduksjonen kjem frå kolkraftverk, og prisen på kol utgjer for mange av desse ein betydeleg del av produksjonskostnaden. Også i Danmark og Finland kjem store deler av kraftproduksjonen frå termiske kraftverk med kol som innsatsfaktor.

Med gjennomsnittleg kolpris i fjerde kvartal på 119 \$/tonn, ville brenselkostnaden i eit kolkraftverk med 40 prosent verkegrad vore omtrent 207 kr/MWh. Brenselkostnaden for denne typen kolkraftverk har auka med 47 kr/MWh sia tredje kvartal.

Figur 1.7.7 Kolprisar (API2), \$/tonn, Europa. Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited



1.8 Sluttbrukarmarknaden

1.8.1 Prisar og prisutvikling

Som følgje av lågare kraftprisar i engrosmarknaden, har hushalda si utgift til elektrisk kraft vore lågare i fjerde kvartal 2007 enn i same periode i 2006. Eit hushald med eit årlig forbruk på 20 000 kWh hadde i snitt ei utgift på 4765 kroner for standard variabel kontrakt og ei utgift på 4963 kroner for ein spotpriskontrakt i fjerde kvartal 2007. Det er ein nedgang på høvesvis 1478 og 127 kroner frå i fjor.

I fjerde kvartal 2007 var ein standard variabel kontrakt i snitt billigare enn ein spotpriskontrakt. Snittpisen på standard variabel kontrakt for dominerande leverandørar var 40,2 øre/kWh i fjerde kvartal medan ein

| Hushalda | 4. kv. 2007 | Endring frå 3. kv. 2007 | Endring frå 4. kv. 2006 | 2007 | Endring frå 2006 |
|---|----------------|-------------------------------|-------------------------------|-------|------------------------|
| Forbruksvegd¹ kraftpris (øre/kWh) | 41,6 | +17,1 | -27,1 | 35,1 | -20,9 |
| Marknadspriskon trakt (spot)²: | | | | | |
| Sør-Noreg (NO1) | 44,1 | +30,4 | -5,2 | 27,6 | -23,9 |
| Midt- Noreg (NO2) | 44,4 | +18,1 | -5,2 | 31,5 | -19,8 |
| Nord- Noreg (NO3) | 43,9 | +17,7 | -5,8 | 31,3 | -20,0 |
| Standard variabel: | | | | | |
| Dominerande leverandørar³ | 40,2 | +15,6 | -29,5 | 32,6 | -24,7 |
| Landsdekkande⁴ | 34,6 | +12,0 | -33,4 | 30,0 | -24,4 |
| Talet leverandørskifte (1000 stk.) | 46,8 | +10,9 | -24,2 | 198,7 | -74,2 |
| Kontraktsval (%): | | | | | |
| Marknadspris/sp ot | 39,9 | +2,1 | +6,3 | 37,1 | +8,7 |
| Fastpris | 10,4 | -1 | -1,4 | 12,5 | -1,6 |
| Standard variabel | 49,7 | -1 | -4,9 | 50,4 | -7,1 |

spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh gav ein snittpisen på 44,1 øre/kWh. Fordi kraftleverandørar må melde frå om prisendringar i standard variabel kontrakt to veker på førehånd, er snittpisen for spotpriskontrakta høgare når spotprisen aukar. I fjerde kvartal har spotprisen auka jamt frå veke 40 til 48, medan prisen på standard variabel kontrakt for dominerande leverandørar var uendra dei første fire vekene i kvartalet. I veke 52 var prisen for standard variabel kontrakt for dominerande leverandørar 55,5 øre/kWh, medan prisen for spotpriskontrakt var 47,7 øre/kWh.

I alt 46 750 hushaldskundar skifta kraftleverandør i fjerde kvartal 2007. Dette er færre leverandørskifte enn det var i fjerde kvartal i 2006. Mest truleg er årsaka dei lågare kraftprisane.

¹ Vekta snitt av pris for standard variabel kontrakt for dominerande leverandør over kvartalet, der vektene er bestemt av forbrukets fordeling over kvartal og år.

² Områdepris frå Nord Pool Elspot med påslag på 1,9 øre/kWh.

³ Volumvekta snitt av dei dominerande leverandørane prisar frå dei 22 største nettområda.

⁴ Gjennomsnitt av leverandørane prisar (ikkje vekta).

Standard variabel kontrakt er framleis den mest vanlege kontraktforma for hushaldskundar i Noreg med i underkant av 50 prosent tilslutning.

Prisen for standard variabel kontrakt inkludert meirverdiavgift låg i veke 40 i år på 24,9 øre/kWh for eit utval dominerande kraftleverandørar i 22 av dei største nettområda. Prisen har auka gjennom kvartalet, og den enda på 55,5 øre/kWh i veke 52.

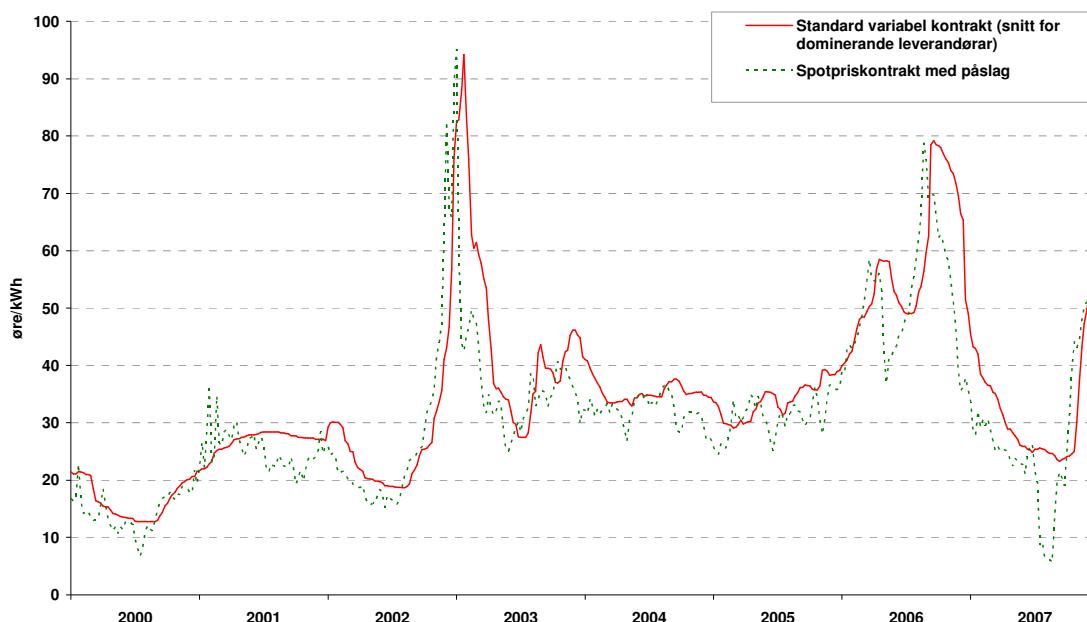
Den volumvegne gjennomsnittpisen for dominerande leverandørar var 40,2 øre/kWh i fjerde kvartal. Dette var omlag det same som den aritmetiske snittprisen. Med andre ord hadde dei store leverandørane same prisar som dei små dominerande leverandørane i fjerde kvartal.

Den aritmetiske gjennomsnittsprisen for standard variabel kontrakt blant dei landsdekkande leverandørane var 34,6 øre/kWh i fjerde kvartal 2007. Det er 5,6 øre lågare enn det volumvegne snittet blant dominerande leverandørar i same kvartal.

Prisen for ein spotpriskontrakt med eit påslag på 1,9 øre/kWh gjekk opp i fjerde kvartal og gjekk frå 24,9 øre/kWh i veke 40 til 47,7 øre/kWh i veke 52. I snitt var prisen for ein spotpriskontrakt 44,1 øre/kWh i fjerde kvartal.

Over året var både prisen for ein spotpriskontrakt og standard variabel kontrakt fallande fram til seinsommaren og aukande på hausten. I snitt var prisen 32,6 øre/kWh for standard variabel kontrakt og 27,6 for spotpriskontrakt. I veke 34 var prisen for ein spotpriskontrakt i Sør-Noreg på 5,7 øre/kWh. Dette er den lågaste prisen som det har vore i dette tiåret. Frå veke 34 til 47 har prisen for ein spotpriskontrakt auka og stabilisert seg omkring 50 øre/kWh på slutten av året. Frå veke 37 og spesielt frå veke 43 har prisen for standard variabel kontrakt vore aukande. Prisen for standard variabel kontrakt var 11,9 øre høgare enn prisen for ein spotpriskontrakt i veke 1, og 8,7 øre høgare i veke 52.

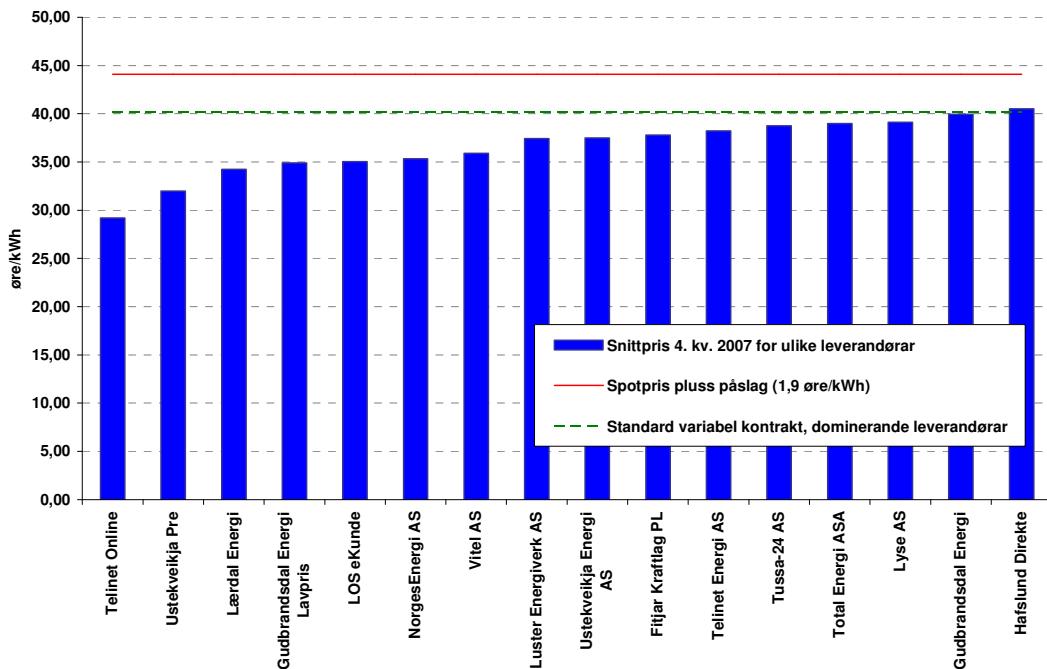
Figur 1.8.1 Standard variabel kraftpris og spotpris med påslag frå NO1, øre/kWh inkl. mva. Kjelde: Konkuransetilsynet og NVE



Figur 1.8.1 samanliknar gjennomsnittleg standard variabel kraftpris for dei dominante leverandørane med vekevis spotpris pluss 1,9 øre/kWh påslag for åra 2000 til og med 2007.

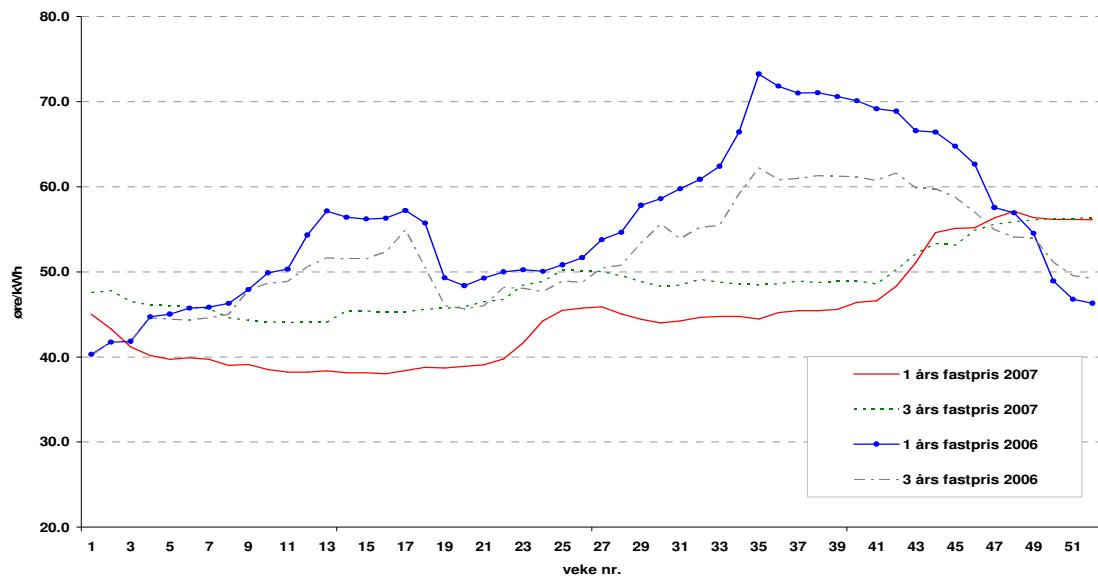
Alle utan ein av dei landsdekkande leverandørane som var på Konkurransetilsynet sin prisoversikt gjennom heile kvartalet, låg under snittet for dei dominante leverandørane. Dei 15 billigaste landsdekkande leverandørane sin standard variabel pris låg i snitt 9,5 øre under ein spotpriskontrakt med påslag. Sist den tilsvarande prisen før standard variabel kontrakt i snitt låg under spotprisen var første kvartal 2006, men då berre med 1,4 øre.

Figur 1.8.2 Aritmetisk snitt for 17 landsdekkande kraftleverandørar samanlikna med snittet for utvalet av dominante leverandørar, begge standard variabel kontrakt, og med ein spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh, prisar inkl. mva, øre/kWh. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE



Gjennomsnittet av landsdekkande kraftleverandørars 1-års fastpriskontrakt ved inngangen til første kvartal 2008 var 56,1 øre/kWh. Ved utgangen av tredje kvartal var prisen på 45,6 øre/kWh. Prisen på 3-års fastpriskontrakt var 48,9 øre/kWh i veke 40 og 56,4 øre/kWh i veke 52. Det vil seie at både 1-års- og 3-årskontraktene har gått opp i pris gjennom fjerde kvartal. Ved utgangen av fjerde kvartal var det 16 landsdekkande leverandørar som selde 1-års fastpriskontrakt og 5 landsdekkande leverandørar som selde 3-års fastpriskontrakt.

Figur 1.8.3 Prisutviklinga for 1- og 3 års fastpriskontraktar med eit forbruk på 20 000 kWh/år, øre/kWh inkl. mva.
 Kjelde: Konkurransestilsynet og NVE



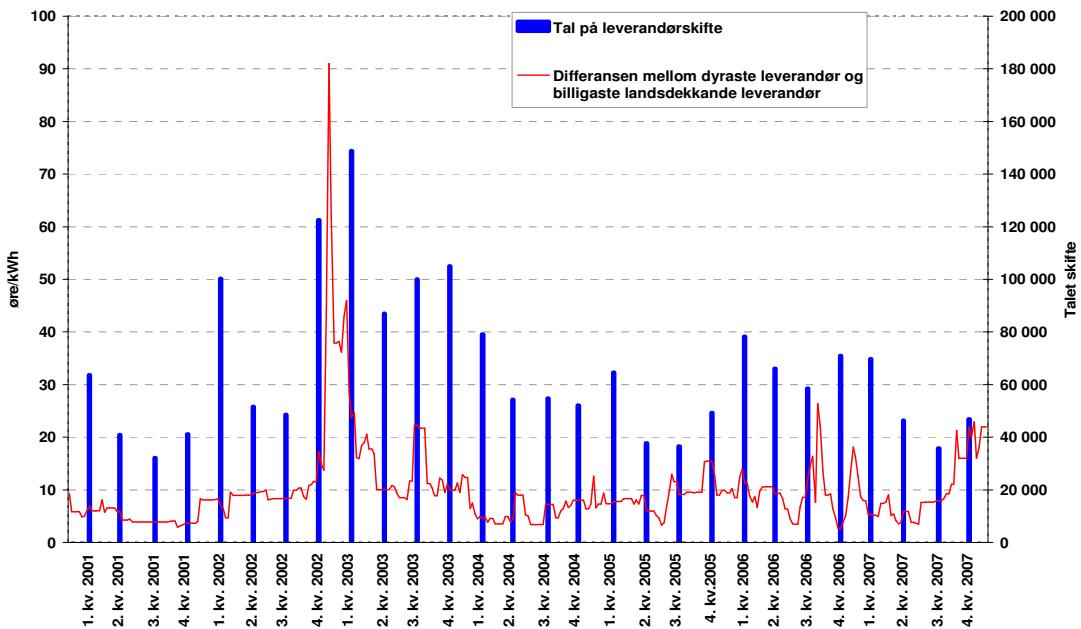
1.8.2 Leverandørskifte

Norske hushald står fritt til å skifte kraftleverandør dersom dei ikkje har knytt seg til ein leverandør gjennom for eksempel ein fastpriskontrakt. Normalt skal det ikkje ta meir enn to veker å skifte frå ein kraftleverandør til ein annan.

I fjerde kvartal 2007 var det 46 750 hushald som skifta leverandør. Det er om lag 24 200 færre leverandørskifte enn same kvartal i fjor. Årsaka til dette er mellom anna dei låge prisane og lite mediemarksemde siste kvartal.

Skilnaden mellom billigaste landsdekkande leverandør og dyraste dominerande leverandør har i snitt vore større dette kvartalet, samanlikna med same kvartal i fjor. Differansen har lege på mellom 23 og 16 øre/kWh, og har i snitt vore 19,2 medan han i same kvartal i fjor hadde eit snitt på 8,4 øre/kWh.

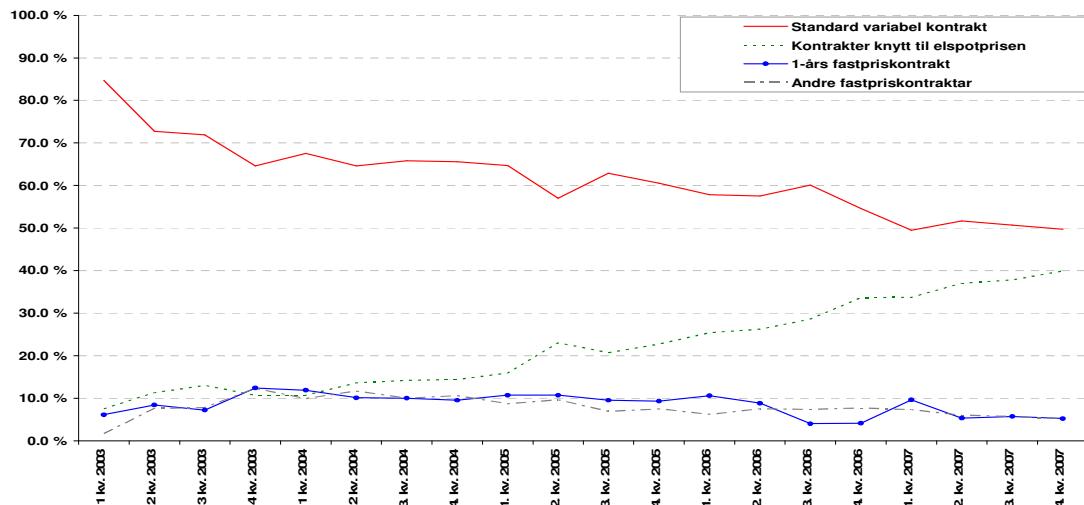
Figur 1.8.4 Prisspreiing og tal på leverandørskifte. Kjelde: Konkurranseetilsynet og NVE



1.8.3 Kontraktval

Som figur 1.8.5 syner, er standard variabel kontrakt framleis den mest vanlege kontraktforma for hushaldskundar i Noreg. I løpet av fjerde kvartal har talet på hushald med denne typen kontrakt gått ned frå 50,7 prosent til 49,7 prosent. Det er ein reduksjon på eitt prosentpoeng frå tredje kvartal i år. Samanlikna med fjerde kvartal i fjor har det vore ein nedgang på 4,9 prosentpoeng. For eit år sidan kjøpte 54,6 prosent av hushalda kraft på ei slik kontrakt. Av all kraft seld til hushald i fjerde kvartal 2007, utgjorde delen kontraktar med fast pris 10,4 prosent. Dette er 1,4 prosent lågare enn i fjerde kvartal i 2006. Frå tredje til fjerde kvartal i år falt delen fastpriskontraktar med eit prosentpoeng. Delen kontraktar tilknytt spotprisen var 39,9 prosent i fjerde kvartal 2007. Dette er ein auke frå tredje kvartal på 2,1 prosentpoeng, og ein auke på heile 6,3 prosentpoeng samanlikna med fjerde kvartal 2006.

Figur 1.8.5 Prosentvis fordeling av ulike typer kontraktar i hushaldsmarknaden. Kjelde: SSB



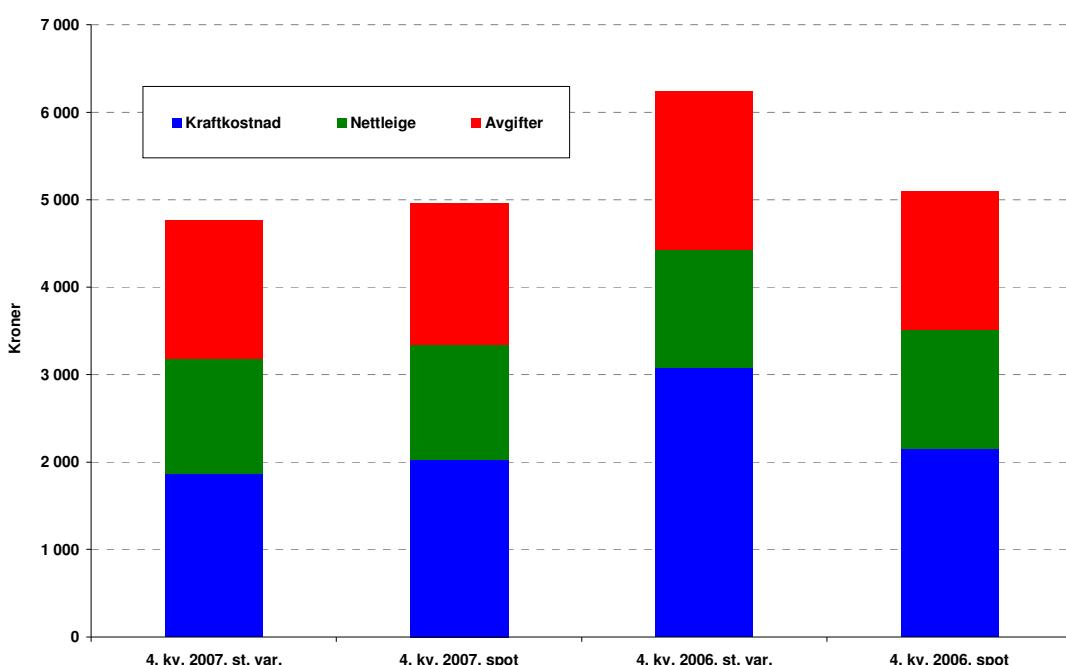
1.8.4 Hushalda si samla utgift til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for ein forbrukar er sett saman av kraftpris, nettleige og avgifter. Den totale utgifa til elektrisk kraft for ein norsk hushaldskunde inkludert avgifter var kr 4765 i fjerde kvartal 2007 ved standard variabel kontrakt og kr 4963 ved marknadskontrakt (spotpris). Dette er ein nedgang på høvesvis 14,8 og 1,3 prosent frå same kvartal i fjor.

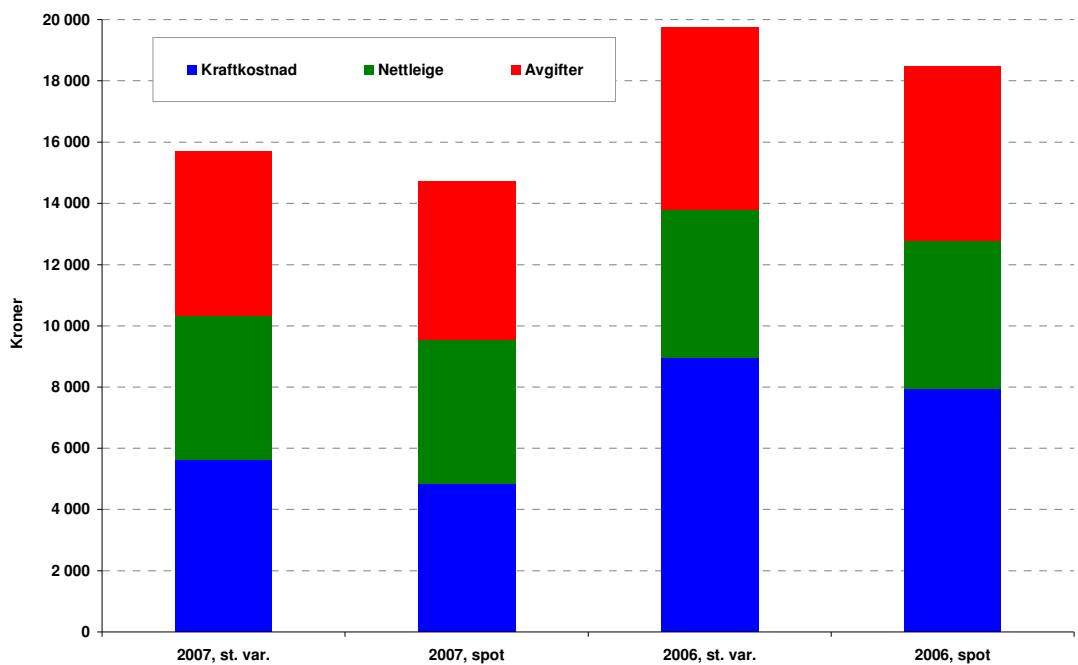
Den totale kostnaden for ein gjennomsnittsforbrukar (standard variabel kontrakt) var i fjerde kvartal 2007 sett saman av 39,1 prosent til kraft, 27,6 prosent til nettleige og 33,2 prosent til avgifter (meirverdiavgift og forbrukaravgift). Tilsvarande tal for fjerde kvartal 2006 var 49,3 prosent til kraft, 21,6 prosent til nettleige og 29 prosent til avgifter.

Over året var utgifa til elektrisitet lågare i 2007 enn i 2006 både for standard variabel kontrakt og for spotpriskontrakt. Eit hushald med eit forbruk på 20 000 kWh hadde ei utgift til elektrisk kraft på til saman 15 701 kroner i 2007 med standard variabel kontrakt. Dette er over 4 000 kroner lågare enn i 2006. For spotpriskontrakten har utgifa falle med omlag 3 800 kroner, frå 18 488 kroner i 2006 til 14 734 kroner i 2007. Skilnaden i kostnad mellom standard variabel kontrakt og spotpriskontrakt var i snitt omlag 1 000 kroner i 2007.

Figur 1.8.6 Totalkostnad i fjerde kvartal til kraft, nettleige, og offentlige avgifter i kroner ved eit årlig forbruk på 20 000 kWh. Kjelde: Konurransetilsynet og NVE

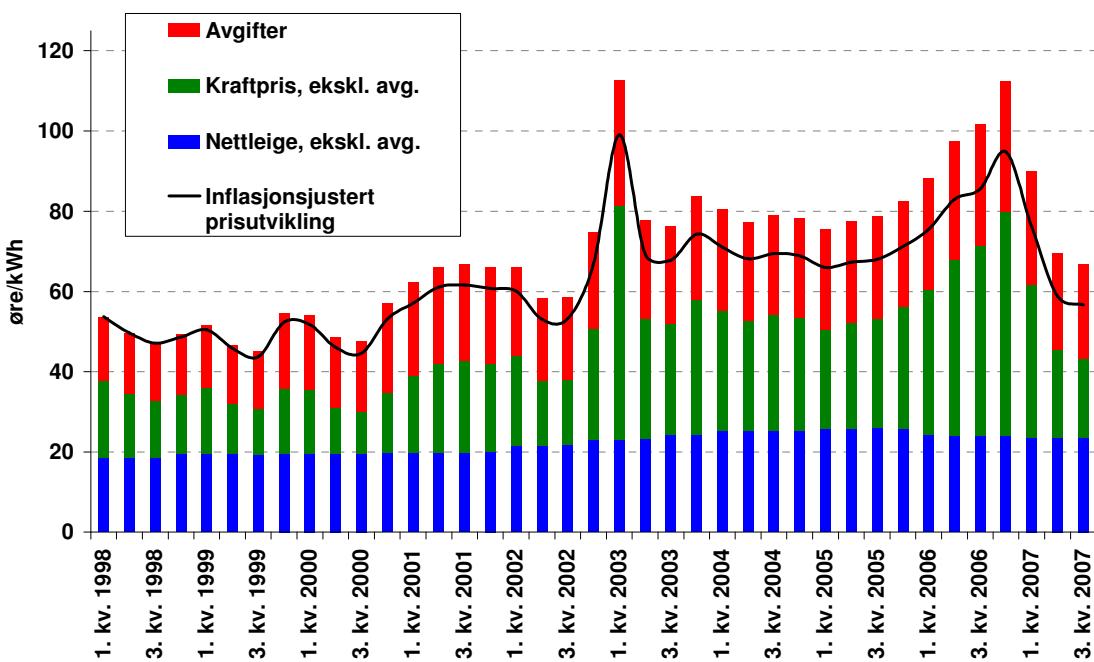


Figur 1.8.7 Totalkostnad i 2006 og 2007 til kraft, nettleige, og offentlige avgifter i kroner ved eit årlig forbruk på 20 000 kWh. Kjelde: Konurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.7 viser utviklinga i kraftprisar, nettleige, og avgifter frå 1998 til og med fjerde kvartal 2007. I motsetning til dei tre føregåande kvartala har det vore ein oppgang i kraftprisen i fjerde kvartal. Også avgiftsbetalinga auka som følgje av at dei høgare kraftprisane inngår i berekningsgrunnlaget for meirverdiavgifta.

Figur 1.8.8 Kraftpris (standard variabel, volumvege), nettleige og avgifter, snitt for kvartalet, øre/kWh. Kjelde: Konurransetilsynet og NVE



1.9 Utsikter for framtidig kraftproduksjon

Ny produksjonskapasitet frå vasskraftverk og andre opprustnings- og utvidingsprosjekt auka Noregs vasskraftkapasitet med 0,6 TWh i 2007. Middeltalet for årleg produksjonskapasitet var 121,6 TWh ved årsskiftet 2007/2008. Utbygginga av vasskraftkapasitet over 1 MW har dermed vorte nærmare 7,0 TWh sidan kraftmarknaden vart liberalisert i 1991.

I 2007 er det gjeve løyve for utbygging av 1,1 TWh ny vasskraft. Av dette er 0,7 TWh frå små kraftverk. Ved inngangen til 2008 er det omlag 2,5 TWh vasskraft som har fått utbyggingsløyve, men som ikkje er realisert enno. Ved årsskiftet 2007/2008 er det under bygging omlag 1 TWh ny vasskraftproduksjon. Dersom alle gjevne løyve vert realisert vil middeltalet for årleg produksjon av vasskraft auke til 125,1 TWh.

Det er framleis stor interesse for å bygge små vasskraftverk. Det er innkome eller er til handsaming omlag 370 saker, dette er vel 110 fleire enn ved siste årsskifte. Samla produksjon frå desse planane utgjer ein årleg middelproduksjon på om lag 4,2 TWh.

Noreg hadde ved årsskiftet 2007/2008 bygd ut om ag 380 MW vindkraft. I eit normalår kan det dermed produserast omlag 1 TWh vindkraft i Noreg. Det vil seie at det i løpet av 2007 er ferdigstilt 52 MW vindkraft med ein årsproduksjon på ca. 145 GWh. Auken i vindkraftkapasitet har dermed vore på ca. 17 prosent i løpet av 2007.

Fram til utgangen av 2007 er det i tillegg til den vindkrafta som allereie er utbygd, gjeve konsesjon til omlag 1 400 MW vindkraft, med ein årleg produksjonsevne på ca. 3,9 TWh. Vidare har NVE for tida 41 konsesjonssøknader (5 200 MW), og 81 meldte vindkraftanlegg til handsaming.

Fram til 2007 har det vorte produsert om lag 1 TWh varmekraft per år i Noreg, i mange små anlegg. Dette er no i ferd med å verte endra. To nye gasskraftverk vart sett i drift i 2. halvår 2007. Det gjeld energianlegget på Melkøya i Hammerfest, der ein installasjon på 215 MW kan produsera opp til 1,7 TWh/år til gassbehandlingsanlegget der. Gasskraftverket på Kårstø har ei yting på 420 MW. På Kårstø vil det om nokre år verte installert anlegg for CO₂-handsaming, noko som vil redusere nettoytinga med ca. 20 prosent. I tillegg er det gjeve konsesjon for fire gasskraftverk med samla yting på ca. 2400 MW, og mogleg årsproduksjon på nær 19 TWh. Av desse konsesjonsgjevne prosjekta er det berre gjort vedtak om investering ved eit anlegg – Mongstad (280 MW). Kraftverket er under bygging, og vil frå 2014 også vere utstyrt med anlegg for CO₂-handsaming.

Statnett har fått løyve for to mobile reservekraftverk, kvar på 150 MW. Desse gassturbinverka vil berre verte nytta om det er særslig alvorleg kraftmangel, og dei er difor ikkje rekna å produsera i normalhøve.

NVE har elles under handsaming to gasskraftverk; i Elnesvågen (450 MW) og i Grenland (inntil 1000 MW). I tillegg har det kome førehandsmelding om fem varmekraftverk med samla yting på opp til 2700 MW. Her inngår og to kol Kraftverk, med yting på 380 og 400 – 800 MW.

2 Temaartiklar

2.1 Kommunefordelt energibruk – Hvorfor er forskjellene så store?

Av seniorrådgiver Terje Stamer Wahl, Seksjon for energibruk

Det er betydelige forskjeller i energibruken i husholdningene og i kommunal virksomhet rundt om i landet. Forskjellene kan ikke forklares kun av ulikheter i faktorer som klima, boforhold eller økonomiske forhold. Mye tyder på at forutsetningene for energieffektivisering og -omlegging varierer fra kommune til kommune.

Innledning

Statistisk Sentralbyrå (SSB) har de senere årene publisert kommunefordelt energibrugsstatistikk, med sist tilgjengelig statistikk for 2005¹. Den kommunefordelte energistatistikken er viktig som grunnlag for kommunenes arbeid med lokale energi- og klimatiltak og som en mulig inspirasjonskilde for energieffektivisering.

Store forskjeller i kommunenes næringsstruktur og befolkning gjør det lite meningsfylt å sammenligne forskjeller i energibruk direkte. I statistikken er det så langt ikke foretatt oppsplitting av forbruket på ulike typer næring, men energibruk i husholdningssektoren er presentert separat. For sammenligningsformål er det derfor sammensetning og nivå på energibruk i husholdningene, målt per person eller husholdning, som er mest interessant.

Utover den kommunefordelte energistatistikken er Kostra² (KOmmune STat RApporteringen) den eneste statistikkilden for energibruk på kommunenivå. Kostra inneholder opplysninger om energikostnader i kommunal virksomhet. Fordi kommunene har ulike innkjøpsavtaler for energi og forskjellig tjenestetilbud vil et slikt kostnadstall være et lite presist mål på energibruk. Vi antar likevel at Kostra kan gi indikasjoner på energieffektiviteten i kommunal virksomhet.

Hensikten med denne artikkelen er å vise forskjeller i stasjonær energi- og elektrisitetsforbruk mellom landsdeler, fylker og kommuner, og å se på mulige forklaringer på disse forskjellene. Dette gjør vi gjennom utvalgte eksempler på ulikheter i per capita energibruk i husholdningssektoren i 2005 og i endringer i forbruk fra året før, samt ved å presentere forskjellene i energikostnader i kommunal sektor for 2006.

Den kommunefordelte energistatistikken er i det alt vesentlige basert på de samme data og undersøkelser som ligger til grunn for nasjonal statistikk. Det er betydelig usikkerhet om statistikken, og det arbeides med å videreutvikle og forbedre denne. Generelt kan det sies at data for elektrisitet holder best kvalitet, fordi tallene i stor grad er basert på målt forbruk hos sluttkundene.

NVE bidrar til publisering av kommunefordelt energistatistikk og i arbeidet med å forbedre datagrunnlaget og statistikken. Samtidig arbeider NVE med å ta den kommunefordelte

¹ SSB-magasinet 12.06.2007 – ”Høyere strømforbruk i kommunene”

² <http://www.ssb.no/emner/00/00/20/kostra/>

energistatistikken mer aktivt i bruk for sammenligningsformål, ”benchmarking”, for å stimulere energibevissitet i kommunene generelt og i kommunal forvaltning spesielt.

Innlandsfylker og fylkene i nord har høyest forbruk

Buskerud har høyest energibruk per person i husholdningene. Det brukes mye energi også i østlandsfylkene Oppland, Aust-Agder, Telemark og Hedmark samt i de tre fylkene i Nord-Norge. Det er altså i innlandsfylker og i fylker med høy andel av befolkningen bosatt i innlandet samt i de nordligste fylkene det brukes mest energi i husholdningene. Det er naturlig, ut ifra klimatiske forhold.

Det er likevel noen uventede forskjeller på fylkesnivå. Det kan illustreres ved å se på to fylker som i utgangspunktet synes å ha mange likhetstrekk – Buskerud og Hedmark.

Elektrisitetsforbruks i husholdningene i Buskerud var 9 300 kWh/person, mens det i Hedmark, som er et klimamessig sammenlignbart fylke, var 7 000 kWh/person. Selv om hedmarkingene fyrer mer med ved var samlet energibruk i husholdningene likevel vesentlig høyere i Buskerud, med 13 350 kWh/person mot hedmarkingenes 11 600 kWh/person. En nærliggende forklaring kan være forskjell i gjennomsnittlig boligstørrelse i de to fylkene, men ifølge boligstatistikken¹ er gjennomsnittlig boligstørrelse (bruksareal) klart høyest i Hedmark. Andelen eneboliger er høyere i Hedmark enn i Buskerud (henholdsvis 74 % og 61 %), og gjennomsnittlig antall personer i husholdningene² er litt lavere i Hedmark (2,2) enn i Buskerud (2,3). Isolert sett skulle disse forholdene tilsi at forbruks i Hedmark var høyere i Hedmark enn i Buskerud. Ser vi derimot på inntekt³ er medianinntekt for husholdningene i Buskerud vel 10 % høyere enn i Hedmark. Videre var veid gjennomsnittlig nettleie (distribusjonskostnad for elektrisitet, pr kWh og inkl. mva) til husholdningene i Buskerud om lag 4,5 øre lavere enn til husholdningene i Hedmark pr januar 2006. Disse forholdene tilsier høyere energibruk i Buskerud.

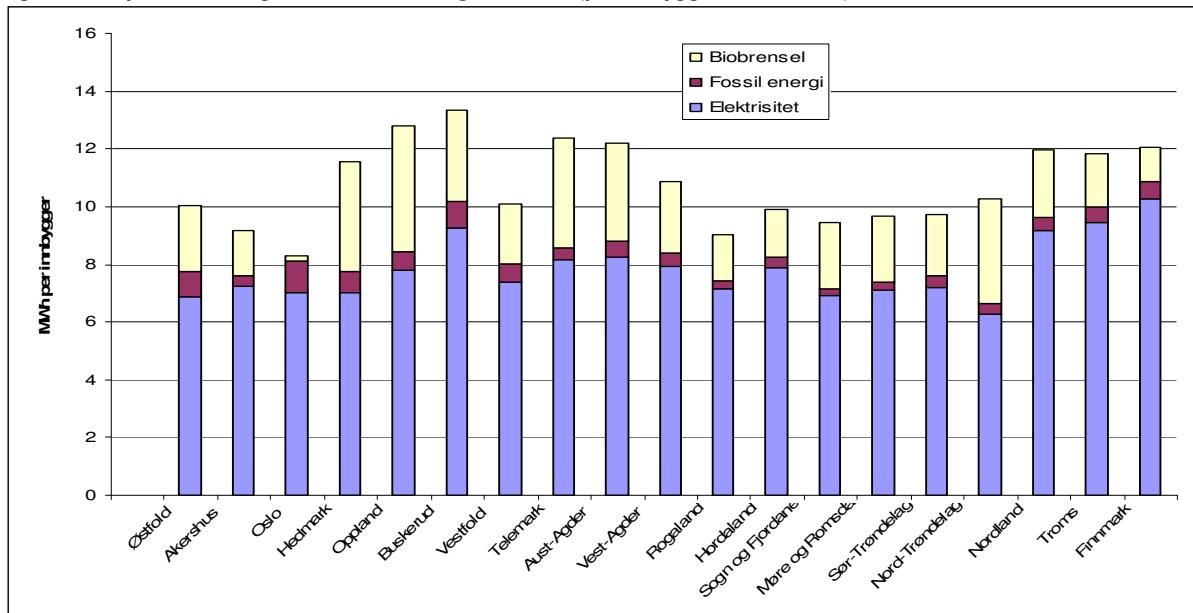
Selv om fylkesvise forskjeller i energibruk i stor grad trolig kan forklares av faktorer som klima, boforhold og inntekt er forskjellene i benyttede eksempel såpass store at det kan tyde på ulike ”energivaner” og ulike forutsetninger for energieffektivisering og -omlegging.

¹ SSB Boligstatistikk pr 1. januar 2007

² SSB Befolkningsstatistikk. Familier og husholdninger 1. januar 2007

³ SSB Inntektsstatistikk for hushald, 2005

Figur 2.1.1 Fylkesvis energibruk i husholdningene i 2005 (pr. innbygger, i 1000 kWh). Kilde: SSB

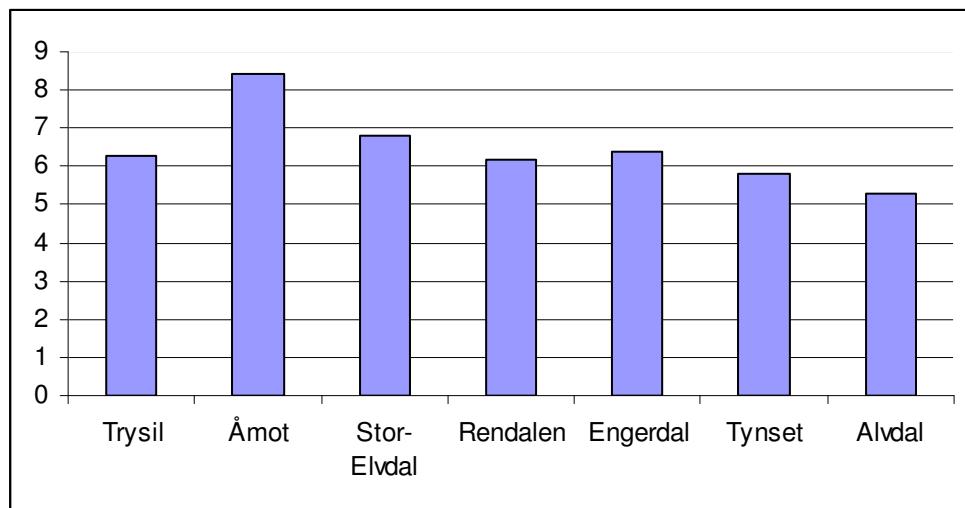


Store forskjeller på kommunenivå

Når vi rangerer kommunene etter elektrisitetsforbruk pr. innbygger i husholdningene (utenom hytter) finner vi at det er kommunene i Nord-Norge som bruker mest elektrisitet. Hele førtifem av de femti kommunene som har høyest elektrisitetsforbruk pr innbygger i husholdningene ligger i Nord-Norge. Gjennomsnittlig elektrisitetsforbruk i husholdningene i Nord-Norge er ca. 9 000 kWh pr innbygger, og ca. 6 700 kWh i landet for øvrig. Klima har naturligvis stor betydning, men det er sannsynlig at lavere elektrisitetspriser til husholdningene i Nord-Norge også spiller en rolle. Alle husholdningene i Nord-Norge har momsfratik på kjøp av elektrisitet og nettleie. Husholdningene i Finnmark og enkelte kommuner i Nord-Troms har dessuten fritak for elektrisitetsavgift.

Om mye av de fylkesvise forskjellene kan forklares av ulikheter i klima og andre regionale forhold er det grunn til å tro at slike forskjeller viskes ut når vi ser på energibruk i husholdninger i nabokommuner. Det viser seg imidlertid at det er store forskjeller også her. Som illustrasjon har vi valgt å se på syv kommuner i Hedmark som er relativt like med tanke på forhold som antas å påvirke energibruk. Hytteforbruket er inkludert i statistikken over husholdningenes energibruk for alle andre energibærere enn elektrisitet. Gjennomsnittlig energibruk inklusive hytteforbruket var 16 200 kWh/person i Trysil og 10 200 kWh/person i Alvdal. I begge kommunene ligger energibruken over landsgjennomsnittet, som i 2005 var 9 500 kWh/person. For enkelte kommuner, som Trysil, slår imidlertid hytteforbruket kraftig ut. Ser vi kun på elektrisitetsforbruket pr innbygger (uten hytteforbruk) var forskjellene mindre, men fortsatt betydelige, slik figur 2 viser. Elektrisitetsforbruket pr innbygger i husholdningene i Åmot var nærmest 60 % høyere enn i Alvdal. Tilgjengelig statistikk for boligareal, inntekt, etc. på kommunenivå er begrenset, hvilket gjør det vanskelig med mer detaljerte analyser. Vi antar imidlertid at store forskjeller, slik som illustrert ved kommunene i Hedmark, tyder på at potensialet for energieffektivisering og -omlegging varierer kommuner imellom.

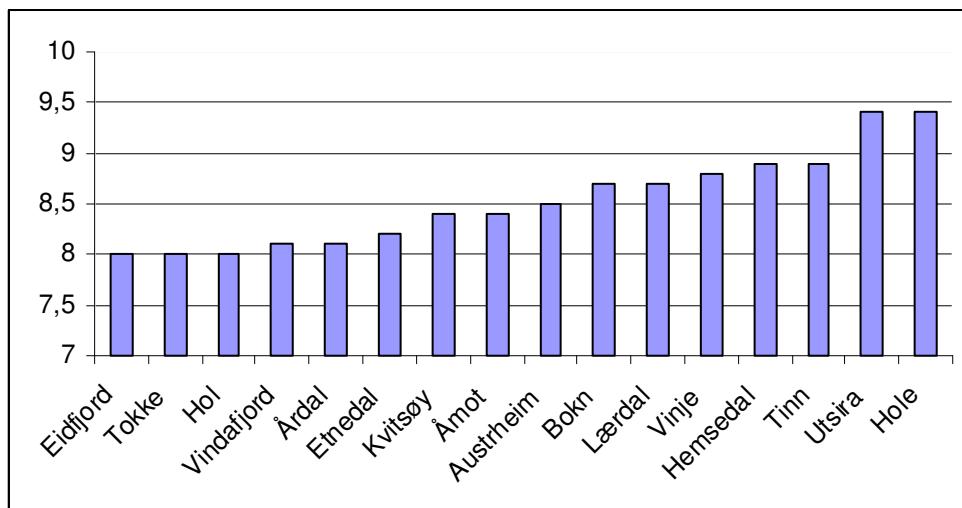
Figur 2.1.2 Elektrisitetsforbruk i husholdningene i utvalgte Hedmarkskommuner 2005 (pr. innbygger, i 1000 kWh). Kilde: SSB



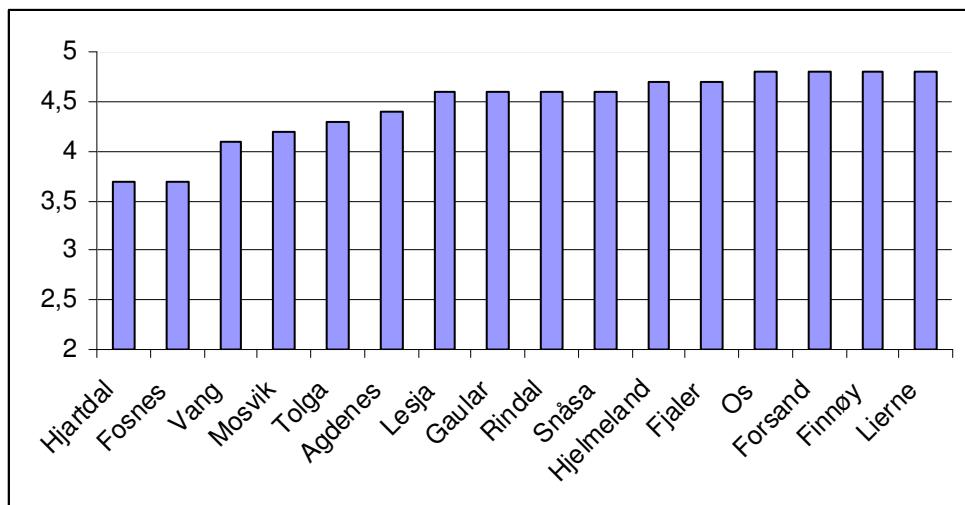
Åmot var én av seksten kommuner i Sør-Norge hvor elektrisitetsforbruket i husholdningene (ikke inkludert hytter) var minst 8 000 kWh pr innbygger (figur 3). Det er et betydelig sprang fra disse seksten kommunene ned til de seksten kommunene i Sør-Norge som hadde elektrisitetsforbruk lavere enn 5 000 kWh pr innbygger (figur 4). For øvrig er det påfallende hvor tilsvarende like kommunene med høyest og lavest elektrisitetsforbruk synes å være med hensyn til størrelse og spredning geografisk. Dessuten har flere av kommunene med lavest forbruk klimatiske forhold som skulle tilsi høyt elforbruk. Et mulig høyt forbruk av andre brensler som ved spiller naturlig nok en rolle her, se avsnitt under.

Den betydelige forskjellen i husholdningenes elforbruk mellom sør-norske kommuner tyder på at potensialet for effektivisering og omlegging av forbruket er varierende.

Figur 2.1.3 Kommuner i Sør-Norge med høyest elforbruk i husholdningene 2005 (pr. innb., i 1000 kWh). Kilde: SSB



Figur 2.1.4 Kommuner i Sør-Norge med lavest elforbruk i husholdningene 2005 (pr. innb., i 1000 kWh). Kilde: SSB



Høyt elforbruk i kraftkommuner?

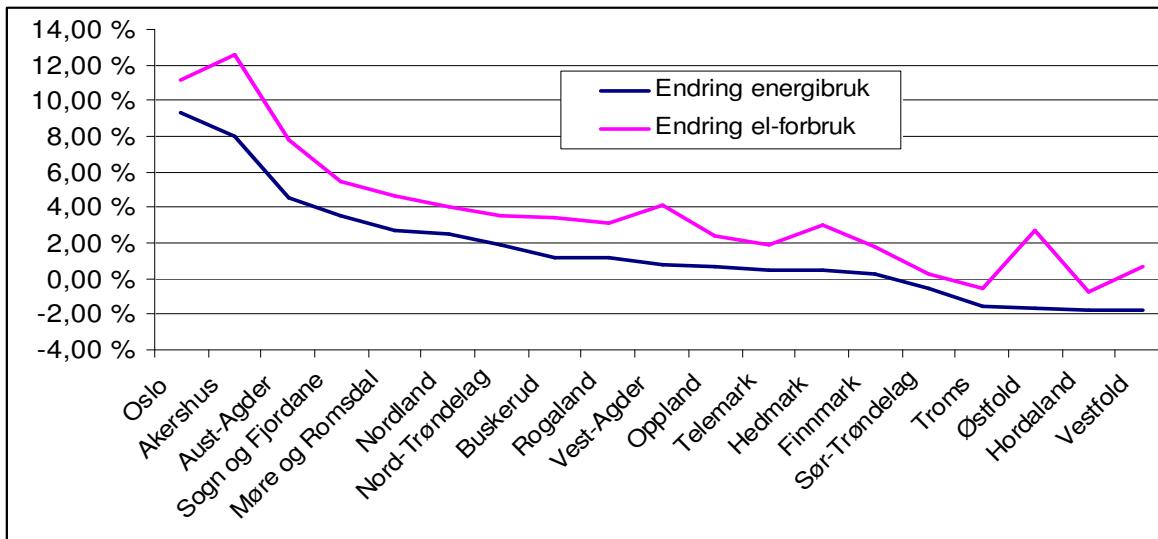
Syv av de seksten kommunene i Sør-Norge med høyest elforbruk i husholdningene er ”kraftkommuner” med rett til mer enn 50 GWh i konsesjonskraft, mens tre av kommunene med lavest forbruk har rett til minst 50 GWh konsesjonskraft. Til sammenligning er det totalt førti kommuner i Sør-Norge som har mer enn 50 GWh konsesjonskraft. Det er ikke kartlagt hvilke priser kommunene betalte for denne kraften, heller ikke om husholdningene i disse kommunene fikk nytte godt av lave kraftpriser. Flere av kommunene har naturlig høyt forbruk av klimamessige årsaker, men det synes likevel som om ”kraftkommunene” er overrepresentert blant kommunene med høyest elforbruk i husholdningene.

Oslo og Akershus økte mest

Endringen i husholdningenes energibruk fra 2004 til 2005 varierte betydelig fra kommune til kommune, og mellom fylkene. Oslo og Akershus hadde en markant større økning enn de øvrige fylkene. Temperaturmessige forhold i denne regionen kan neppe forklare endringene, all den tid energibruken i husholdningene i Østfold og Vestfold falt i samme periode. Befolkningsendring¹ forklarer noe, idet Oslo hadde størst befolkningsøkning i landet (1,5 % vekst) med Akershus som nummer to (1,1 % vekst). Imidlertid hadde også Østfold og Vestfold en befolkningsvekst fra 2004 til 2005, på henholdsvis 0,7 og 0,6 %.

¹ SSB befolkningsstatistikk

Figur 2.1.5 Prosentvis endring i energi- og elforbruk i husholdningene fra 2004 til 2005. Kilde: SSB



Som vi ser av figur 5 var endringen i energibruk mindre enn endringen i elektrisitetsforbruk i de aller fleste fylkene. Dette skyldes at forbruket av petroleumprodukter falt betydelig i de fleste fylkene. For landet som helhet falt forbruket av fyringsolje og parafin i husholdningene med 20 % fra 2004 til 2005. Vedforbruket økte noe.

Vedfyringen dominerte i Oppland og Hedmark

De tre største byene Oslo, Bergen og Trondheim hadde det laveste forbruket av ved i 2005, målt pr innbygger. Det var generelt en klar sammenheng mellom vedforbruk og størrelse (antall innbyggere) i kommunen. Spredtbygde landkommuner i innlandet dominerte ”forbrukstoppen”. Det var også store regionvise forskjeller i forbruket. Oppland og Hedmark var de fylkene som hadde høyest vedforbruk pr innbygger i 2005, tett fulgt av Telemark og Nord-Trøndelag. I disse fire fylkene var vedforbruket pr innbygger rundt 4 000 kWh. Mye av veden fyres fortsatt i eldre og lite energieffektive ovner, slik at virkningsgraden (nyttiggjort energi) av vedfyringen var betydelig lavere enn kWh-tallet skulle tilsi. Trolig var nyttiggjort energi ikke mer enn 50 – 60 % av oppgitt vedforbruk i kWh¹.

Å beregne vedforbruk er krevende, bl.a. på grunn av mye selvhogst, omsetning utenfor etablerte salgskanaler og utfordringer med å angi volum og energiinnhold i veden som brennes. Det arbeides med å forbedre statistikkgrunnlaget for vedfyring, og NVE bidrar vesentlig til SSBs kvartalsvise utvalgsundersøkelse av vedforbruk og vedfyringsutstyr i husholdningene. Det vises til SSBs publiseringer av resultater fra nevnte undersøkelser på SSBs hjemmesider.

KOSTRA - store forskjeller i energibruk i kommunal virksomhet

I SSBs energistatistikk registreres ikke energibruk i kommunal virksomhet som egen forbruksgruppe. Med kommunal virksomhet regnes energibruk i den kommunale forvaltningen, herunder i alle bygg og anlegg som forvaltes av kommunen selv. Trolig praktiseres en noe ulik fortolkning, og derav grunnlag for rapportering, i kommunene.

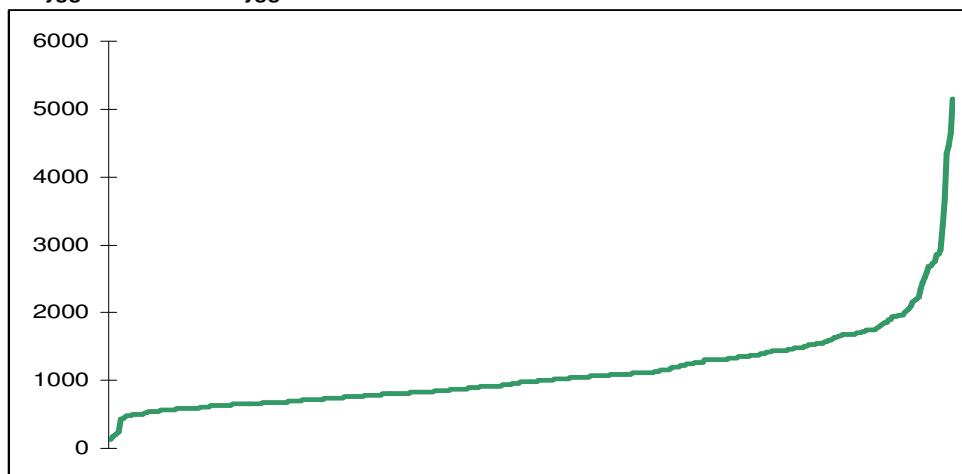
Energibruken i kommunal sektor er interessant fordi kommunene er betydelige energibrukere. I mange kommuner er kommunen selv den største energibrukeren. På landsbasis utgjør energibruk i kommunal sektor en betydelig del av landets samlede energibruk, anslagsvis 5

¹ <http://www.ssb.no/vis/magasinet/miljo/art-2006-06-08-01.html>

TWh. Det bør også være relativt enkelt å påvirke energibruken i kommunesektoren i og med at det er et begrenset antall sluttbrukere (kommuner) som alle, med generelt stram kommuneøkonomi, bør ha god motivasjon for å effektivisere energibruken.

Figuren under er basert på tall fra KOSTRA for 2006. Den viser kommunale utgifter til energi, målt per innbygger.

Fig. 2.1.6 Kommunale utgifter til fyring og belysning per innbygger i norske kommuner, rangert etter utgifter pr innbygger. I kroner/innbygger. Kilde: Kostra/SSB



Som vi ser av figur 6 er det store forskjeller kommunene i mellom. Ulike energipriser gir utslag i figuren, men det er rimelig å anta at det store flertall av kommunene betaler om lag samme pris for energien. Det kan også ligge ulik forståelse av hva og hvordan energikostnadene skal rapporteres. Imidlertid avdekker figuren at det er store forskjeller mellom kommunene i energibruk i kommunal virksomhet, målt pr innbygger.

Konklusjon

Det er betydelige forskjeller i energibruk i husholdningene og i kommunal virksomhet rundt om i landet, og forskjellene kan neppe forklares kun av klimatiske forhold, bafürhold eller økonomiske forhold. Mye tyder derimot på at forutsetningene for energieffektivisering og -omlegging av energibruken varierer, med store muligheter i en del kommuner.

Den kommunefordelte energistatistikken er viktig som grunnlag for energi- og klimaarbeidet i kommunene og godt egnet som inspirasjonskilde for å effektivisere energibruk i kommunene, ikke minst i husholdningene og kommunal virksomhet. Derfor er det ønskelig å videreutvikle kvalitet og aktualitet på statistikken. Bedre statistikk er ønskelig også for å kunne gjøre reelle og mer detaljerte sammenligninger kommunene imellom, og innen en kommune over tid eller på tvers av sektorer. En videreutvikling av energitallene i Kostra kan være nyttig i en slik sammenheng.

2.2 Kraft fra land til sokkelen

Av seniorrådgiver Pål Tore Svendsen, Seksjon for energibruk

De totale CO₂-utslippene fra norsk petroleumsvirksomhet var om lag 12 mill. tonn i 2006, og det utgjør om lag 25 prosent av de norske utslippene av klimagasser i 2006. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Oljedirektoratet (OD), Petroleumstilsynet (Ptil) og Statens forurensningstilsyn (SFT) har gjennom sensommeren og høsten 2007 utredet kostnadene og de tekniske mulighetene for å elektrifisere petroleumsinnretninger med kraft fra land, slik at CO₂-utslippene reduseres.

Innledning

I studien drøftes tiltak som, dersom de hadde vært i drift i 2006, hadde kunnet redusere utslippene fra petroleumssektoren med om lag 4 mill. tonn CO₂. Resten av utslippene kommer i hovedsak fra direkte drift av kompressorer og pumper, fakling, letevirksomhet, boreoperasjoner og innretninger som ikke lar seg elektrifisere med dagens teknologi. Heller ikke innretninger med kort gjenværende levetid er tatt med i beregningene. Grunnlaget for studien er utslippsprognosene gitt i Revidert nasjonalbudsjett 2007. Tiltakene er forutsatt å ha byggestart i 2012 og dermed oppstart av elektrifisering i 2015.

I dag benyttes gass og diesel til produksjon av elektrisitet og til direkte drift av pumper og kompressorer i olje- og gassvirksomheten. Tiltakskostnadene og CO₂-reduksjonen som er beregnet gjelder deelelektrifisering, det vil si at utstyr for produksjon av elektrisk kraft på innretningene blir erstattet med kraft fra land.

Det er også gjort en vurdering av helelektrifisering, dvs. at alle gassturbiner og motorer på aktuelle innretninger blir erstattet med kraft fra land. Det er svært vanskelig å vurdere teknisk gjennomførbarhet og kostnader for slike ombygginger, fordi forholdene varierer mye fra innretning til innretning. For å danne seg et realistisk bilde av helelektrifisering, er det nødvendig med langt mer detaljerte studier av de enkelte innretningene. Helelektrifisering av eksisterende innretninger vil normalt innebære en betydelig høyere tiltakskostnad enn deelelektrifisering.

For å beregne tiltakskostnader er det gjennomført studier av nødvendig ombygging av innretninger, av infrastruktur til havs for kraftoverføring og av nødvendig forsterkning av kraftproduksjon og kraftnett på land. Fire områder på norsk kontinentalsokkel er med i studien: sørlige Nordsjø, midtre Nordsjø, nordlige Nordsjø og Norskehavet.

I det følgende omtales deelelektrifisering som elektrifisering. Analysen omhandler elektrifisering av eksisterende innretninger, mens elektrifisering av framtidige nye utbygginger ikke er kostnadsestimert. Dette skyldes at elektrifisering vil bli utredet for alle nye utbygginger, og at de teknisk-økonomiske problemstillinger ved elektrifisering av nye innretninger er annerledes enn for eksisterende innretninger.

Forutsetninger for kraftproduksjon

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked som er tilknyttet resten av kraftmarkedet i Europa. En økning av elektrisitetsforbruket i Norge vil på kort sikt medføre økt import, i all hovedsak fra land med kraftverk som fyres med kull eller naturgass med tilhørende økte CO₂-utslipp. En elektrifisering av samtlige av innretningene på sokkelen, som er inkludert i denne studien, vil kreve bruk av rundt 4 TWh elektrisk kraft på sokkelen i 2020. Kraftetterspørselen reduseres imidlertid etter hvert som aktiviteten i petroleumssektoren avtar.

Det er mange aktører i markedene for elektrisk kraft og CO₂-kvoter. Derfor er det krevende å vurdere nettoeffekten av utslipsreduksjoner som følge av elektrifisering av sokkelen, spesielt langt fram i tid.

Det er derfor valgt å legge til grunn tre scenarioer for hvor kraften kommer fra. Scenarioene er ulike med hensyn til hvor store CO₂-utslipp fra kraftproduksjon på land elektrifiseringen forårsaker. Scenarioene er presentert i tabell 1.

I scenario 1 bygges det gasskraftverk med CO₂-håndtering på land i Norge for å forsyne innretningene. Direkte forsyning fra et kraftverk med CO₂-håndtering på land (scenario 1), gjør det enkelt å anslå tiltakskostnader og CO₂-reduksjoner innenfor Norges grenser.

I scenario 2 og 3 forutsettes det at kraften kjøpes i markedet, og at kraften i hovedsak vil komme fra utlandet. I scenario 2 holdes det regnskap med økte utenlandske utslipp som følge av krafteksport til Norge. I scenario 3 forutsettes det at europeiske utslipp er gitt og upåvirket av økt krafteksport fra utlandet til Norge.

Tabell 2.2.1: Tre scenarioer for kraftproduksjon

| | Scenario 1 | Scenario 2 | Scenario 3 |
|--|------------------------------|--|--|
| | Gass-kraftproduksjon | Kraft fra markedet - beregnet utslippsvirknng i utlandet | Kraft fra markedet - gitt europeisk utslipp og kvotehandel |
| Kostnad kraftproduksjon | Gasskraft, fangst og lagring | - | - |
| Kraftpris | Ikke relevant | Markedspris | Markedspris |
| CO ₂ -utslipp fra kraftmarkedet | Reelt utslipp | Gjennomsnittlig utslipp fra kraftproduksjon | 0 |

Dersom kraft fra markedet skal erstatte gassturbiner til havs, vil utslippene fra kraftproduksjonen i hovedsak flyttes til utlandet. Hvor store utslipsreduksjonene fra kraftsektoren da blir, og hvordan øvrige CO₂-utslipp i Norge og utlandet påvirkes er usikkert og baseres i scenario 2 på grove forutsetninger.

Tiltakskostnadene i scenario 1 og scenario 2 tar ikke hensyn til effektene av internasjonale klimavotesystemer og nasjonale utslippsforpliktelser. Sammensemningen av kraftproduksjonen i scenario 2 vil kunne være påvirket av forpliktelser og kvotehandel i perioden 2008-2012, men det er ikke gjort forsøk på å beregne eller fjerne virkningen av dagens CO₂-regime på kraftsystemet.

I praksis forutsetter elektrifisering av sokkelen et ønske om å redusere norske utslipp ved å bygge gasskraftverk med CO₂-håndtering i Norge eller ved hjelp av kraft fra utlandet. Når tiltakskostnad beregnes i scenario 3, er det ikke tatt hensyn til utslipp fra kraftproduksjon i utlandet, ettersom disse utslippene omfattes av kvotesystemer og utslippsforpliktelser. Dermed forutsettes det at utslippene av CO₂ i utlandet i hele beregningsperioden er gitt av landenes utslippsforpliktelser. Kostnadene ved CO₂-utsipp i utlandet avspeiler seg i kraftprisen ved import.

Scenarioene forutsetter at nødvendig kraftoppdekning lar seg gjennomføre innenfor samme tidshorisont som elektrifisering, enten gjennom utbygging av nye, større overføringslinjer eller ny produksjonskapasitet. Konsesjonsprosessen for nye kraftlinjer er erfaringmessig krevende, og kraftlinjer innebærer betydelige naturinngrep. Dersom nødvendige kraftlinjer ikke kommer på plass som forutsatt, kan resultatet bli betydelig høyere regional kraftpris i perioder, og eventuelt også redusert forsyningssikkerhet. Slike kostnader er ikke inkludert i de beregnede tiltakskostnadene.

Beregning av tiltakskostnader

Hovedforutsetninger

Tiltakskostnadene er gyldige for elektrifisering av ett og ett område. Vi analyserer kostnader før skatt, og det er lagt til grunn en diskonteringsrente på 5 prosent. Det forutsettes at oppstart for investeringene er 2012, og at elektrifisering skal være gjennomført til 2015. Reduserte utslipp av NO_x verdsettes til 50 kr/kg. Ny gasskraftproduksjon på land, unntatt forsyning til Norskehavet, forutsettes å bruke CO₂-infrastrukturen som allerede vil være til stede på Kårstø og Mongstad. Kraftprisen i scenario 2 er 30 øre/kWh i 2015 og stiger til 40 øre/kWh i 2030. Gassprisen er forutsatt å være 1,31 kr/Sm³. I scenario 3 er det lagt til grunn en kvotepris på 800 kr/tonn CO₂ og en kraftpris på 67 øre/kWh i 2020. Alle priser er referert 2007-prisnivå.

Tiltakskostnader

Tiltakskostnaden for elektrifisering av eksisterende innretninger vil i de to første scenarioene variere betydelig mellom de ulike områdene på sokkelen, fra om lag 1600 kr/tonn CO₂ og oppover, se tabell 2 og 3.

Tabell 2.2.2: Hovedresultater for elektrifisering av områder på sokkelen med kraft fra dedikert produksjon (scenario 1)

| Område | Tiltakskostnad (kr/tonn) | Samlet CO ₂ -reduksjon (mill. tonn) |
|-------------------------|-----------------------------|---|
| Sørlige Nordsjø | 1 600 | 6,2 |
| Midtre Nordsjø | 3 800 | 2,3 |
| Nordlige Nordsjø 60 Hz* | 1 600 | 11,7 |
| Norskehavet | 1 900 | 7,9 |

* Ett av tre ubyggingsalternativer for nordlige Nordsjø vises i tabellen

Tabell 2.2.3: Hovedresultater for elektrifisering av områder på sokkelen der kraften hentes fra markedet (scenario 2)

| Område | Tiltakskostnad (kr/tonn) | Samlet CO ₂ -reduksjon (mill. tonn) |
|------------------------|-----------------------------|---|
| Sørlige Nordsjø | 1 850 | 2,9 |
| Midtre Nordsjø | 4 750 | 1,0 |
| Nordlige Nordsjø 60Hz* | 1 850 | 5,9 |
| Norskehavet | 1 750 | 4,5 |

* Ett av tre ubyggingsalternativer for nordlige Nordsjø vises i tabellen

Utbryggingsløsningene med gasskraftverk med rensing kommer bedre ut enn markedskraftsalternativene, med unntak av Norskehavet, hvor det ikke er antatt noen samlokaliseringsevinster med eksisterende kraftverk. Tiltakskostnaden er betydelig høyere for midtre Nordsjø enn for de andre alternativene. Størst potensial for utslippsreduksjon finner vi i nordlige Nordsjø, men her er også nødvendige investeringer størst.

Det er gjort en rekke sensitivitetsberegninger for tiltakskostnad, der kostnadene varierer fra 1000 - 5000 kr/tonn CO₂. Konvensjonell gasskraftproduksjon i stedet for gasskraft med rensing gir høyere tiltakskostnad på grunn av lavere netto utslippsreduksjon.

Resultatene ovenfor forutsetter elektrifisering fra 2015. Det er også beregnet tiltakskostnader for oppstart i 2017. Tiltakskostnadene stiger markant ved senere oppstart, fordi de største CO₂-besparelsene skjer de første årene.

Tiltakskostnadene ligger betydelig over markedets forventninger til kvotepriser i perioden 2008-2012, som høsten 2007 stort sett har ligget i intervallet 150-200 kr/tonn CO₂. Dagens norske CO₂-avgift på sokkelen er 342 kr/tonn CO₂.

Dersom flere områder skal elektrifiseres samtidig, øker kompleksiteten i gjennomføringen. Nye utfordringer, blant annet leveringskapasitet på kabler,

fartøykapasitet, eventuelt parallelle CO₂-håndteringsprosjekter og større behov for forsterkninger av kraftnettet, gjør det vanskeligere å lage en realistisk analyse. En slik løsning vil kreve lengre gjennomføringstid, antakelig høyere pris på de enkelte elementene i prosjektet, og det vil gi høyere tiltakskostnad

De beregnede tiltakskostnadene er høyere enn tidligere publiserte estimater for elektrifisering av områder på sokkelen. Dette skyldes i hovedsak at forventet ombyggingsomfang, priser og kostnader har steget betydelig de senere årene, og at gjenstående levetid for feltene er redusert i forhold til det som lå til grunn i 2002-rapporten. Estimatene som gjengis er basert på dagens (2007) marked for materialer, utstyr og personell. Økt press i ulike delmarkeder vil medføre høyere kostnader og både investerings- og driftskostnadene kan øke betydelig. På samme måte kan en bevegelse i retning av lavkonjunktur medføre kostnadsbesparelser for prosjektene.

Beregningene av tiltakskostnad har fokusert på å etablere kostnadsdata for elektrifisering av eksisterende virksomhet i større områder. Det kan finnes felt eller deler av områder der elektrifisering kan gjennomføres til lavere kostnad. Omfanget av elektrifiseringstiltak med lave tiltakskostnader forventes imidlertid å være beskjedent i forhold til de samlede CO₂-utslippen fra sokkelen. Spesielt er det dyrere å bygge om eksisterende plattformer enn å sørge for at en innretning allerede i utgangspunktet får kraft fra land.

Sammenlignet med forrige rapport om kostnadene ved elektrifisering utgitt av NVE og OD i 2002, inkluderer våre beregninger flere kostnads- og nytteelementer. Selv om det er lagt stor vekt på å prissette flest mulig konsekvenser av elektrifisering, finnes det positive og negative virkninger som ikke har lett seg prissette. Det er også gjort enkelte forutsetninger som bidrar til billigere elektrifisering. For eksempel regnes det med 5 prosents diskonteringsrente og en nytteverdi for NO_x på 50 kr/kg (dagens avgift er 15 kr/kg). Innspill underveis fra eksterne miljøer betoner sterkt svakheten ved elementer som ikke er prissatt. Dette gjelder for eksempel eventuell senere samordning med kraftproduksjon til havs og forlenget driftstid på innretningene som følge av elektrifisering.

En kvalitativ analyse av konsekvensene av elektrifisering på helse, miljø og sikkerhet viser at det å fjerne kraftproduksjon til havs, skaper utfordringer i ombyggingsfasen, mens det har en positiv effekt på innretningene i driftsfasen.

Tiltakskostnader for scenario 3, gitt høye kvotepriser i et strengt utslippsregime

Både Norge og EU har fastsatt ambisiøse klimamål for 2020 og senere. I forbindelse med scenario 3, er det ved beregning av tiltakskostnad forsøkt å inkludere effekten av at klimapolitikken i Europa og i resten av verden utvikler seg mot betydelig strengere utslippsbegrensninger etter 2012. Det er krevende å etablere konsistente forutsetninger for et slikt scenario, fordi en slik utvikling vil påvirke prisen på CO₂-kvoter, elektrisk kraft og petroleumsprodukter. Dermed påvirkes også kraftmarkedet, petroleumsvirksomheten og verdensøkonomien for øvrig. Studien presenterer likevel forenklede beregninger for å illustrere effekten av noen forutsetninger om framtidig klimapolitikk.

I scenario 3 vil økt kraftproduksjon i utlandet ikke gi økte utslipper av CO₂.

Tiltakskostnadene i scenario 3 ligger i intervallet 1300-2400 kr/tonn CO₂. Dette er noe lavere enn i de andre to scenarioene. Det er flere ikke-prissatte konsekvenser i scenario 3, siden vi ikke har vurdert markedsverkninger av økte klimavotepriser i andre markeder enn kraftmarkedet.

Framtidige muligheter

Beregningene av tiltakskostnad for eksisterende innretninger er gjort med utgangspunkt i teknologi som er tilgjengelig i dag. Rapporten beskriver også muligheter og teknologi som kan utvikles. Dette gjelder for eksempel kraft fra land til bruk på flytende, ikke-vinddreende innretninger. Dessuten arbeides det med videreutvikling av teknologi for overføring av større kraftmengder til produksjonsskip, vindkraft til havs på store havdyb og sentraliserte gasskraftverk med CO₂-fangstanlegg på sokkelen.

Både for gasskraft med CO₂-fangstanlegg og andre teknologier med potensial til å bidra positivt ved elektrifisering av sokkelen, kan det ligge en gevinst i å utsette elektrifisering for å kunne ta i bruk forbedret teknologi. Ulempen er at det fortsatt vil bli sluppet ut CO₂ fra sokkelen i påvente av ny teknologi, og at prosjektet som helhet får færre år i drift. Dersom det stilles teknologidrivende krav fra myndighetene, forventes utviklingen av ny teknologi å gå raskere.

2.3 Flaskehalsen i overføringsnettet for elektrisk kraft i 2007

Av førstekonsulent Finn Erik Ljåstad Pettersen, Seksjon for analyse

Kraftflyten i det nordiske overføringsnettet er ofte begrenset av den tilgjengelige kapasiteten, og dermed oppstår flaskehalsen. Gitt denne knappheten på overføringskapasitet er det viktig å utnytte tilgjengelig kapasitet best mulig og således minimere de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til flaskehalsen.

Denne artikkelen gir først en beskrivelse av det nordiske kraftsystemet samt metoden for prisfastsettelse og flaskehals håndtering slik den er i dag. Deretter benyttes timesdata for priser og overføringskapasiteter fra den nordiske kraftbørsen Nord Pool Spot til å undersøke forekomsten av flaskehalsen i det nordiske nettet i 2007. Til slutt drøftes hvordan endringer i det institusjonelle rammeverket for flaskehals håndtering kan bedre utnyttelsen av overføringskapasiteten.

2.3.1 Det nordiske kraftsystemet

Det nordiske kraftsystemet er preget av stor variasjon i produksjonssammensetningen. Kraftsystemet er en blanding av vannkraft, vindkraft, kjernekraft og annen varmekraftproduksjon. Vannkraftproduksjonen kan variere i betydelig grad fra år til år avhengig av nedbør og tilsig til vannmagasinene. I et normalt tilsigsår vil vannkraften utgjøre i overkant av 50 prosent av den totale produksjonskapasiteten i Norden. Kjernekraften utgjør cirka en fjerdedel av produksjonen og vindkraft rundt 2 prosent. Resten av kraftproduksjonen består av øvrig varmekraft, basert på kull, gass og biobrensler. Vannkraftproduksjonen er hovedsakelig lokalisert i Norge og Sverige. Nesten all norsk kraftproduksjon og halvparten av den svenske kraftproduksjonen har vannkraft som kilde. Kjernekraftproduksjonen er utelukkende lokalisert i Sverige og Finland. Annen varmekraft som kull og gass utgjør hovedkilden til kraftproduksjonen i Danmark og Finland. Av de ulike kildene til elektrisk kraft har vindkraft hatt størst vekst de siste årene. Vindkraftproduksjonen finner hovedsakelig sted i Danmark.

Det er også ulikheter mellom de nordiske landene når det gjelder forbruket av elektrisk kraft. Særlig i Norge, men også i Sverige og i Finland, er en stor andel av elektrisitetsforbruket knyttet til oppvarming av hus og leiligheter. Temperaturforskjellene gjennom året bidrar til betydelige sesongmessige svingninger i forbruket. I Danmark er vintrene varmere, og en liten andel av forbruket brukes til oppvarming. Dette bidrar til et mer stabilt dansk kraftforbruk. Det danske elektrisitetsforbruket er også relativt lavt sammenlignet med de andre landene i Norden. Det skyldes hovedsaklig at andelen kraftintensiv industri er lavere i Danmark.

Ulikhetene i produksjons- og forbruksmønstre i Norden skaper gjensidige fordeler og økonomiske gevinstar ved handel. De ulike produksjonsteknologiene har ulike styrker og svakheter. Vindkraft og vannkraft har lave variable kostnader i forhold til termisk kraftproduksjon, men produksjonskapasiteten er naturlig nok avhengig av været. Vannkraften er likevel mer fleksibel i forhold til vindkraft, i og med at vannet kan lagres og benyttes til å produsere kraft senere. Vannkraft er også mer fleksibel enn til kjernekraftproduksjonen i den forstand at start- og stoppkostnadene knyttet til vannkraftproduksjonen er neglisjerbare. Utvekslingsvolumet har hatt en økende trend sett i forhold til det totale forbruket av kraft. Dette gjelder både innad i Norden og mellom Norden og det øvrige Europa. Hvorvidt Norden samlet

sett er nettoimportør eller nettoeksportør av elektrisk kraft avhenger i stor grad av betingelsene for vannkraftproduksjonen. I tørre år er det høy nordisk import, mens våte år bidrar til høy nordisk eksport. De siste årene har Norden stort sett importert mer kraft enn de har eksportert. I Norge har utvekslingen vekslet mellom nettoimport og nettoeksport fra år til år. Den store andelen vannkraft gjør Norge sårbar i år med lite nedbør og lave tilsig. I slike perioder er det viktig for den norske energibalansen å kunne importere kraft fra nabolandene.

Utvekslingen av kraft forutsetter et godt utbygd transmisjonsnett innad i Norden og overføringslinjer til land utenom Norden. Det er i dag overføringsforbindelser fra de nordiske landene til Russland, Estland, Polen og Tyskland, og etter planen vil en undersjøisk kabel mellom Norge og Nederland komme i kommersiell drift senere i år. Kabelen er bygget, men tekniske feil har forsinket oppstarten. Den store variasjonen i produksjon og forbruk gjør at elektrisitet verdsettes ulikt fra region til region. Etterspørsselen etter kraft er ofte større enn tilgjengelig overføringskapasitet i nettet og flaskehalsene oppstår. Det foreligger planer om å forsterke enkelte overføringslinjer samt investere i nye overføringslinjer, men det vil ikke være økonomisk lønnsomt å investere så mye i nettet at utvekslingen aldri vil bli begrenset av overføringskapasiteten.

2.3.2 Prisfastsettelse og kraftutveksling i Norden

Norge, Sverige, Danmark og Finland er i dag tilknyttet den nordiske kraftbørsen Nord Pool Spot. Over 70 prosent av den totale fysiske kraftomsetningen i Norden skjer over Nord Pool Spot. Resten av kraftomsetningen skjer gjennom bilaterale avtaler. Blant de registrerte deltakerne ved børsen er produsenter, industri, omsetningsselskap, nettselskaper og meglere som handler på vegne av sine kunder. Deltakerne melder inn kjøps- eller salgsbud til børsen for den etterfølgende dagen. Nord Pool Spot finner så markedsklarerende priser på bakgrunn av disse budene. Som følge av at prisene bestemmes dagen før driftsfasen finner sted, kalles Nord Pool Spot et ”planlagt” marked eller ”day-ahead” marked. I tillegg til elspotmarkedet eksisterer det et marked for handel av timeskontrakter frem til levering neste dag. Dette balanseringsmarkedet kalles ELBAS og er også organisert av Nord Pool Spot. Det er det første europeiske markedet for handel med levering inneværende dag (intraday market). Aktørene kan ha behov for å justere kontraktene som er inngått i elspotmarkedet etter hvert som produksjons- og forbrukssituasjonen endrer seg. I ELBAS-markedet har de mulighet til å handle frem til en time før levering. ELBAS-markedet gjelder i dag Tyskland og Norden med unntak av Norge. For å håndtere avvik fra planlagt produksjon og konsum i driftsfasen, er det nødvendig med et regulerkraftmarked. I regulerkraftmarkedet anmelder aktørene en pris til de systemansvarlige nettselskapene for å forandre sin produksjon eller sitt forbruk. Gjennom mothandel regulerer de nasjonale nettoperatørene produksjon og forbruk opp eller ned slik at markedet balanseres og spenningsnivået i nettet er stabilt.

Det nordiske spotmarkedet er i dag delt inn i åtte predefinerte anmeldingsområder. Det er tre områder i Norge, to i Danmark, mens Sverige, Finland og Kontek utgjør ett område hver. Kontek består av nord-østlige deler av Tyskland. Når aktørene melder inn bud på Nord Pool Spot, må de oppgi i hvilket område de vil selge eller kjøpe kraft. Overføringskapasitetene mellom anmeldingsområdene settes av de systemansvarlige nettselskapene og blir formidlet til Nord Pool Spot hver morgen. Deretter mottar Nord Pool Spot bud fra alle aktørene. På bakgrunn av disse budene konstrueres en tilbudskurve og en etterspørselskurve for hele

markedet. Den prisen som balanserer tilbud og etterspørsel kalles systemprisen. Det er den prisen som ville gjelde hvis det var ubegrenset overføringskapasitet mellom elspotområdene. Nord Pool Spot beregner deretter hvordan flyten mellom elspotområdene vil bli gitt systemprisen. Hvis flyten mellom ett eller flere anmeldingsområder blir høyere enn den tilgjengelige kapasiteten blir disse områdene splittet, og det blir beregnet separate områdepriser. Det vil således være lavere pris i områder der systempris ville gitt overskudd av kraft under gjeldende overføringskapasiteter og høyere pris for områder der systempris ville gitt underskudd av kraft. I driftfasen dagen etter vil det normalt være import fra områder med lavere pris til områder med høyere pris.

2.3.2.1 Håndtering av flaskehals

Når det gjelder flaskehals, håndteres disse ved at markedet deles opp ("market splitting"), som forkart i foregående avsnitt. I tillegg benyttes reduksjoner i overføringskapasitet mellom områdene for å håndtere flaskehals internt i områdene. Mothandel benyttes til å håndtere flaskehals som oppstår i driftfasen når det beregnede produksjons- og forbruksmønsteret avviker fra det faktiske. Opp- og nedregulering som følge av mothandel gjøres primært samme dag som produksjon og forbruk finner sted.

Når det gjelder håndteringen av flaskehals innenfor grensene til elspotområdene, spiller de systemansvarlige nettselskapene en sentral rolle i forbindelse med fastsettelsen av overføringskapasitetene som Nord Pool Spot disponerer. Man vil ofte kunne observere at de definerte elspotkapasitetene mellom områdene er lavere enn den maksimale termiske kapasiteten. Ved beregning av kraftflyt mellom områdene tar ikke Nord Pool Spot hensyn til egenskapene ved nettet innenfor elspotområdene. Derfor må de systemansvarlige nettselskapene gjøre estimer for hvordan kraftflyten faktisk vil bli. Ved for eksempel å redusere overføringskapasiteten fra et tilstøtende elspotområde vil de kunne dempe etterspørselen og faren for overlast på interne linjer. Fører reduksjonen i overføringskapasitet til en flaskehals på overføringslinjen mellom områdene vil denne flaskehalsen håndteres gjennom prisforskjeller. I denne sammenheng benyttes ofte begrepet "flytting av flaskehals" om kapasitetsreduksjonen, i og med at en intern flaskehals flyttes til overføringslinjen mot et annet elspotområde.

Det er stor usikkerhet knyttet til de systemansvarlige nettselskapenes forventninger om produksjon, forbruk og kraftflyt. De kjenner ikke anmeldingene til Nord Pool Spot når de gjør sine estimer. En mulig virkning av dette er at overføringskapasiteter mellom områder kan bli redusert som ellers ville forblitt uendret hvis den faktiske kraftflyten i driftfasen var kjent på forhånd. Disse kapasitetsbegrensingene kan igjen medføre unødvendige flaskehals mellom områdene.

2.3.3 Priser og utveksling i 2007

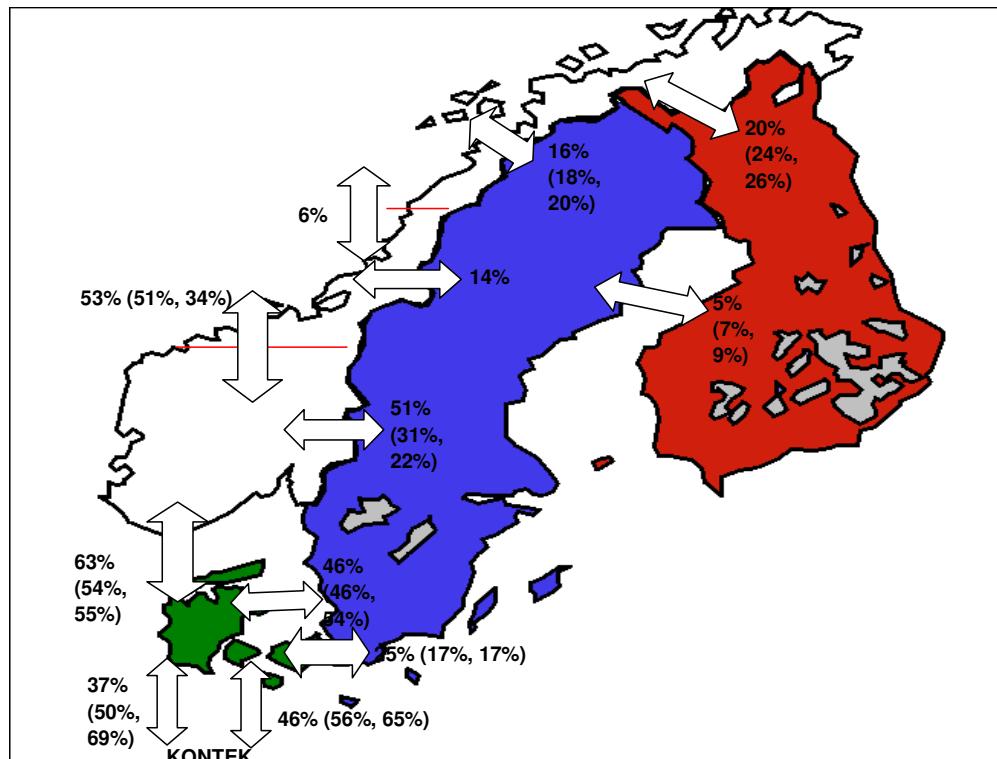
2007 var et år med mye nedbør og høye tilsig til de nordiske vannmagasinene. Dette førte til spesielt høy produksjon og eksport fra Norge som har en stor andel vannkraft. I perioder utover sommeren var vannmagasinene så fulle og tilsiget så høyt at vannkraftprodusentene var villige til å produsere til svært lave priser. Dette førte til høy eksport fra Norge, og var med på å redusere prisene i de andre nordiske landene. Den samlede norske nettoeksporten av elektrisk kraft var 10 TWh i 2007. Til sammenligning var det 1 TWh norsk nettoimport året før. Dette har sammenheng med at 2006 var et relativt tørt år. Det er således stor variasjon i den norske

utvekslingen av kraft fra år til år, avhengig av nedbøren og tilsiget til magasinene. Totalt var det 3 TWh nettoimport til Norden. Selv om Norden skiller seg ut fra resten av Europa med over 50 prosent vannkraftproduksjon, var Norden ikke selvforsynt i 2007. Nettoimporten var imidlertid vesentlig lavere enn i 2006, da den var på 8 TWh.

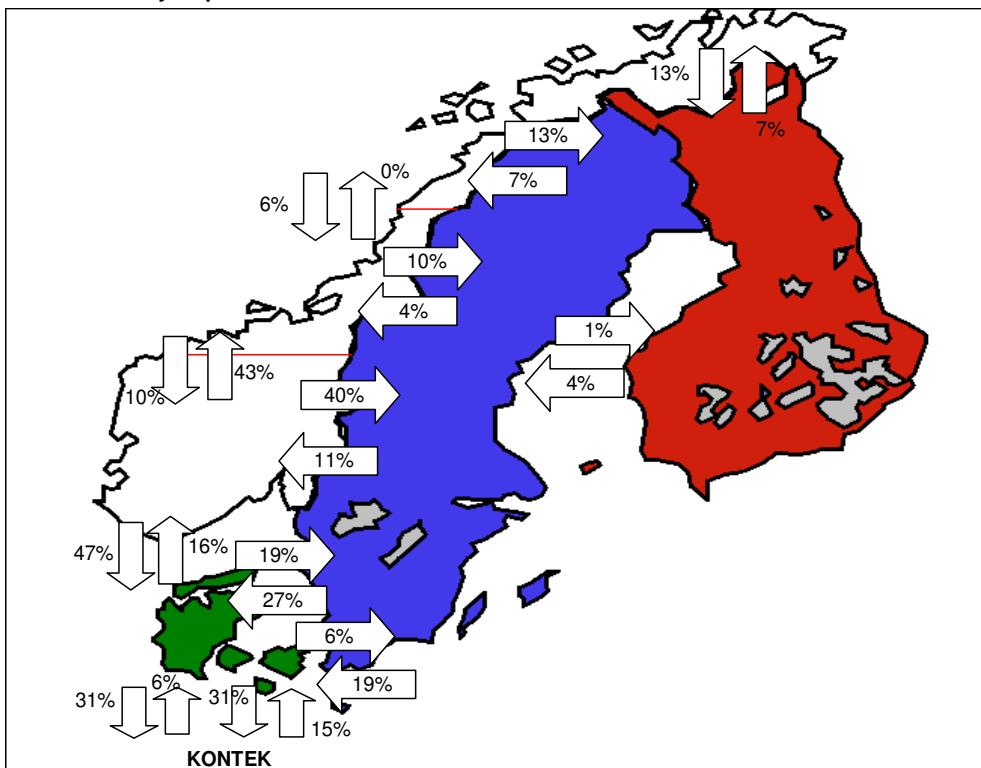
2.3.3.1 Prisforskjeller og kapasitetsreduksjoner mellom elspotområder

Forskjellene i ressurstilgang, produksjonsteknologi og forbruksmønster bidrar til at det oppstår flaskehals i mellom de ulike elspotområdene. Det var lik pris mellom alle elspotområdene (dvs ingen flaskehals) kun i 17 prosent av timene i 2007. Det er omrent det samme som i 2006, mens andelen var 28 prosent i 2005. Den høye vannkraftproduksjonen i Sør-Norge er med på å forklare den lave andelen timer med lik pris i 2007. Stort tilbud av vannkraft som følge av høye tilsig og fulle vannmagasiner førte til lavere pris i Sør-Norge enn i samtlige av de øvrige områdene i mer enn 10 prosent av timene i 2007. Det er 2 prosent lavere enn i 2005, som også var et år med høyt tilsig og høy vannkraftproduksjon. Av figur 1 ser vi at andelen timer med prisforskjeller mellom Sør-Norge og tilgrensende områder i Sverige og Danmark har økt betraktelig i 2007 sammenlignet med de to foregående årene. Av figur 2 ser vi at det i overveiende grad var lavere pris i Sør-Norge i timene med prisforskjeller. 2006 var et tørt år sammenlignet med 2007 og 2005, og årsaken til den lave andelen med lik pris i 2006 kan forklares med høy utveksling som følge av dårlig ressurstilgang til vannkraftstasjonene. Det var således mer import til de norske elspotområdene, og det var stort sett høyere pris i Sør-Norge enn i tilgrensede områder. I nesten 20 prosent av timene i 2006 hadde Sør-Norge høyest pris blant de nordiske elspotområdene.

Figur 2.3.1 Andel av timene i 2007 (2006, 2005) med prisforskjeller mellom nordiske elspotområder



Figur 2.3.2 Andel av timene i 2007 med prisforskjeller mellom nordiske elspotområder. Pilene peker i retning av området med høyest pris



Den høye forekomsten av prisforskjeller betyr at det ofte er flaskehals mellom elspotområdene. Hvis forskjeller i ressurstilgang og produksjonsfleksibilitet fører til en ønsket flyt som overstiger det som er mulig å overføre mellom områdene, behøver ikke flaskehalsene være noe problem. Forskjellen i områdepris gir da en verdsettelse av kapasiteten mellom områdene. I mange tilfeller tilsvarer imidlertid ikke overføringskapasitetene som de systemansvarlige nettselskapene har gjort disponibel for kraftbørsen, de maksimalt mulige overføringskapasitetene. Dette kan ha ulike årsaker. Som nevnt i avsnitt 2.3.2.1, kan en forklaring være interne kapasitetsproblemer i prisområdene.

Tabell 1 viser hvor ofte den tilgjengelige overføringskapasiteten fra lavpris- mot høyprisområdet er redusert med mer enn 10 prosent i 2007. Vi ser at med unntak av forbindelsen mellom Sverige og Jylland har overføringskapasiteten vært redusert i over 50 prosent av timene med flaskehals i 2007. Forbindelsene mellom Sør-Norge, Sverige og Danmark er mest interessante siden det har vært flaskehals i rundt 50 prosent av tiden. Når det gjelder forbindelsen mellom Sverige og Finland, har det vært kapasitetsreduksjoner i begge retninger i over 70 prosent av timene med forskjeller i svensk og finsk spotpris. Men som vi ser av figur 1 har det sjeldent vært prisforskjeller mellom disse to landene. I kun 5 prosent av tiden har det vært flaskehals på denne forbindelsen, og det har ofte vært redusert overføringskapasitet mellom Finland og Sverige uten at det har bidratt til flaskehals.

I hele 40 prosent av fjorårets timer har prisen vært lavere i Sør-Norge enn i Sverige, og dette førte til høy eksport fra Sør-Norge til Sverige i 2007. I 63 prosent av timene med lavere norsk pris har det også vært redusert norsk eksportkapasitet til Sverige. I perioden uten prisforskjeller har det vært liten forekomst av kapasitetsreduksjoner. Disse observasjonene antyder at

reduksjoner i overføringskapasiteten på denne forbindelsen i stor grad kan bidra til flaskehalsar og prisforskjell mellom disse to områdene.

Tabell 2.3.1 Prisforskjeller og redusert overføringskapasitet i 2007

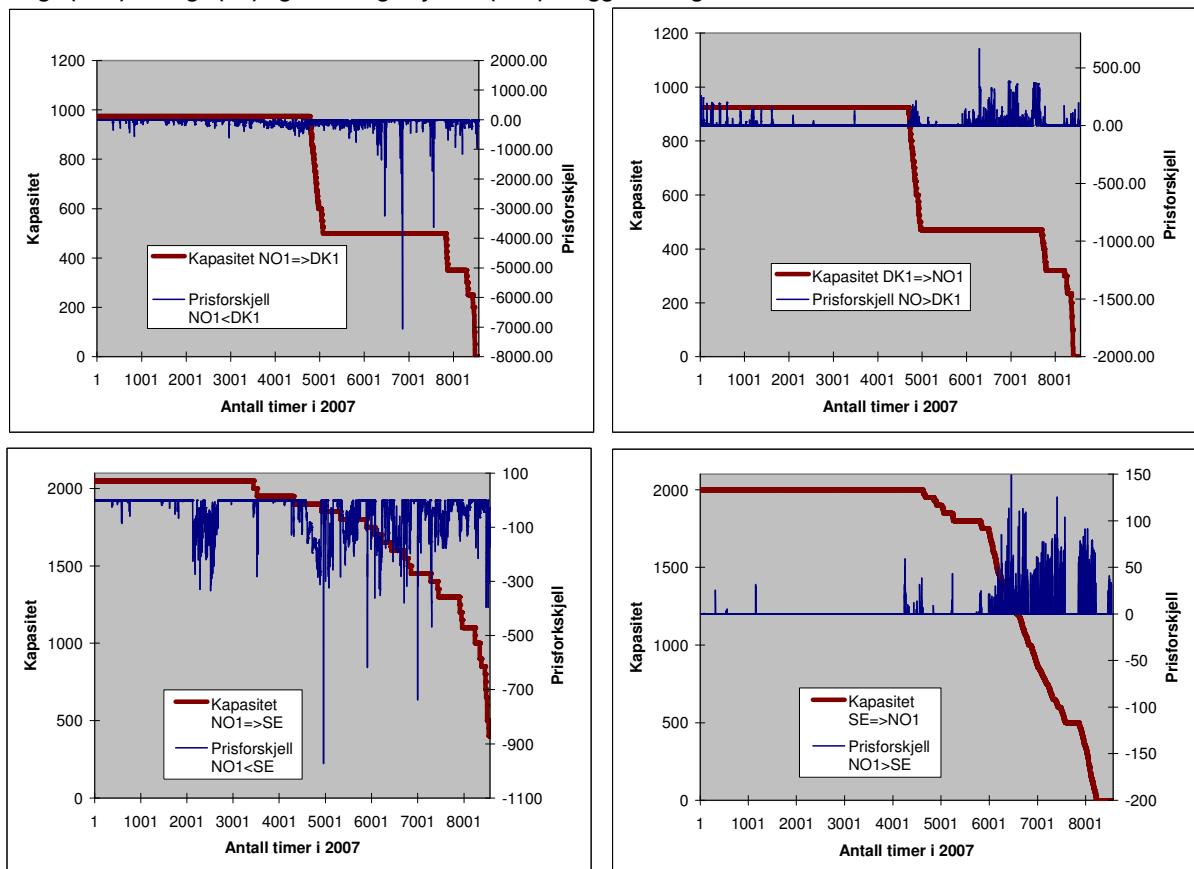
| | | | |
|------------|------|------------|------|
| NO1 => DK1 | 51 % | DK1 => NO1 | 74 % |
| NO1 => SE | 63 % | SE => NO1 | 89 % |
| DK1 => SE | 66 % | SE => DK1 | 41 % |
| SE => FI | 71 % | FI => SE | 85 % |

Andel av timene med prisforskjeller hvor det er redusert overføringskapasitet fra lavpris- til (=>)høyprisområde i 2007 for forbindelser mellom Sør-Norge (NO1), Jylland (DK1), Sverige (SE) og Finland (FI). Kapasitetsreduksjoner er definert som reduksjoner med mer enn 10 prosent i forhold til forbindelsens maksimale kapasitet¹. Datakilde: NordPool

Figur 2.3.3 viser at overføringskapasiteten mellom Sør-Norge og Sverige og mellom Sør-Norge og Danmark har vært redusert i begge retninger i store deler av året. Det er mulig å eksportere 2050 MW fra Sør-Norge til Sverige, men vi ser at full kapasitet på denne forbindelsen har vært tilgjengelig i mindre enn halvparten av fjorårets timer. I tillegg har kapasiteten vært nedjustert til flere ulike nivåer. Kapasiteten mellom Jylland og Norge har vært halvert siden september som følge av en feil på Skagerak 3 kabelen, men det har også vært ytterligere reduksjoner i kapasitet helt ned mot null MW i enkelte timer. Figuren viser også at prisforskjellene har en tendens til å være større og hyppigere når overføringskapasiteten er redusert. Dette er spesielt tydelig for forbindelsen fra Sverige til Sør-Norge. I venstre del av diagrammet hvor full kapasitet er tilgjengelig (2000 MW) har det nesten ikke forekommet flaskehalsar, mens det stort sett har vært betydelige prisforskjeller i timer med kapasitetsreduksjoner til høyre i diagrammet.

¹ For forbindelsen mellom Sør-Norge (NO1) og Jylland (DK1) har Skagerak 3 kabelen vært ute på grunn av feil siden 5. september 2007. I beregningene er maksimal kapasitet justert for denne feilen, og feilen blir således ikke registrert som kapasitetsreduksjon i beregningene. Maksimal kapasitet på forbindelsen fra DK1 til NO1 er redusert fra 925 MW før 5. september til 470 MW etter 5. september, og maksimal kapasitet fra NO1 til DK1 er redusert fra 975 MW til 500 MW.

Figur 2.3.3 Varighetsdiagram for kapasitet (MW) med tilhørende prisforskjell (NOK/MWh) for forbindelsene Sør-Norge (NO1)-Sverige (SE) og Sør-Norge-Jylland (DK1) i begge retninger. Datakilde: Nord Pool



Siden mars i fjor er årsakene til overføringsbegrensningene blitt publisert av de systemansvarlige nettselskapene i form av ulike koder. Kodene angir årsaken til eventuelle begrensninger i kapasitet samt hvilket område eller hvilken forbindelse dette gjelder. Årsaken kan blant annet være feil og revisjon på forbindelser, prognostisert kraftflyt eller flaskehalsar som følge av planlagte uttak, feil i nettet eller stabilitetsproblemer. En undersøkelse av disse kodene i 2007 viser at interne kapasitetsproblemer er oppgitt å være årsaken i over 90 prosent av tilfellene hvor det er rapportert om begrenset overføringskapasitet mellom Sverige og Sør-Norge. Interne flaskehalsar er også den hyppigste årsaken for de andre forbindelsene, med unntak av forbindelsen mellom Norge og Danmark der det har vært teknisk feil på Skagerak 3 kabelen.

2.3.4 Hvordan bør nettkapasitet allokeres?

En tilsynelatende enkel løsning på problemet med et betydelig omfang av flaskehalsar i overføringsnettet vil være å øke overføringskapasiteten. Det er imidlertid store kostnader knyttet til slike investeringer. Å bygge ut nettet slik at det aldri oppstår flaskehalsar ville ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dessuten er det ikke opplagt hvor slike investeringer bør gjøres. Selv om det ofte forekommer flaskehalsar mellom Sør-Norge og Sverige, ville en økning i overføringskapasiteten på denne forbindelsen i stor grad være til liten nytte, da den eksisterende overføringskapasiteten likevel ikke benyttes fullt ut. Det ville da være bedre å løse kapasitetsproblemene internt i områdene.

Uavhengig av hvor mye som investeres i nettkapasitet er det viktig at de eksisterende nettressursene utnyttes best mulig. Å dele opp markedet i ulike prisområder har den fordel at det gis prissignaler til forbrukere og produsenter om når det er knapphet på kapasitet. Aktørenes produksjonskostnader og behov angis gjennom deres salgs- og kjøpsbud. Med utgangspunkt i budene lager Nord Pool Spot en markedslikevekt hvor både kraft og kapasitet prises. Kapasiteten prises gjennom forskjellen i områdepriser. Prisforskjellen multiplisert med overføringsvolumet gir en flaskehalsinntekt eller kapasitetsavgift som gjennom Nord Pool Spot tilfaller de systemansvarlige nettselskapene.

Inndelingen i anmeldings- og prisområder samt i hvilken grad det fysiske nettet blir tatt hensyn til i prisberegningen er sentralt for hvor optimal prisingen av kapasitet er. I litteraturen rundt design av kraftmarkeder blir nodeprising med optimal lastflyt regnet som den optimale first-best løsningen. Her anmelder aktørene sine budkurver for alle inntaks- og uttaksnoder i nettet. Budkurvene aggregeres for hele markedet, og det samfunnsøkonomiske overskuddet, dvs konsumentenes betalingsvilje minus produksjonskostnadene, maksimeres. Denne maksimeringen utføres under restriksjoner knyttet til nettet. I maskede nett er det flere parallelle linjer som fører til samme node. Flyten over disse linjene følger bestemte fysiske lover. Disse lovene for lastflyt sammen med de termiske (maksimale) kapasitetene på alle overføringslinjene og andre sikkerhetsmessige hensyn danner restriksjoner i maksimeringsproblemet. Resultatet blir et sett med nodepriser for kraftsystemet. Forskjeller mellom nodepriser reflekterer kostnaden ved overføring mellom nodene.

Handelssystemet som Nord Pool Spot benytter må sies å være svært forenklet sammenlignet med optimal nodeprising. For det første reflekterer hvert anmeldingsområde et stort antall noder. Metoden som Nord Pool Spot benytter blir derfor referert til som soneprising. I og med at budene ikke gis på nodenivå er det stor usikkerhet knyttet til hvordan lastflyten innad i hvert område vil bli. I beregningen av likevektspriser blir kun forbindelsene mellom anmeldingsområdene tatt hensyn til. Disse forbindelsene består i mange tilfeller av flere parallelle linjer hvor Nord Pool Spot kun forholder seg til aggregerte kapasiteter for forbindelsene. Som følge av dette får nettselskapene et stort ansvar med hensyn til hvor god allokeringen av kapasitet blir. De må ut fra kjennskap til nettet og markedsaktørenes produksjons- og forbruksmønster prøve å forutsi lastflyten. Forutsette flaskehalsar vil ofte kunne håndteres gjennom kapasitetsfastsettelsen mellom områdene, mens uforutsette flaskehalsar må håndteres i regulerkraftmarkedet i driftsfasen.

En inndeling i få og store prisområder trenger ikke nødvendigvis avvike mye fra den optimale prisingen av kapasitet hvis de mest kritiske forbindelsene med hensyn til flaskehalsar ligger mellom prisområdene. Således vil en ytterligere oppdeling av eksisterende prisområder hvor det i dag ofte forekommer interne flaskehalsar, være en mulig forbedring.

Et argument mot flere og mindre prisområder er at det blir mindre likviditet og mer rom for utnyttelse av markedsmakt. I denne sammenheng er det viktig å understreke at det kan opprettes flere anmeldingsområder enn prisområder. Det er ikke et stort problem for aktørene å angi i hvilke noder de ønsker å ta ut eller produsere kraft i forbindelse med budgivningen. Ved å benytte en mest mulig detaljert beskrivelse av nettet innad i prisområdene kan man få en bedre beregning av flyten mellom prisområdene. Bud på nodenivå gir også mulighet til å ha mer fleksible eller dynamiske prisområder. Selv om prisområdene fortsatt dekker et stort antall noder kan lokaliseringen av grensene variere ut fra hvordan lastsituasjonen til enhver tid er.

2.3.5 Oppsummering

Det har vært et betydelig omfang av flaskehalsers, og dermed prisforskjeller, mellom de nordiske elspotområdene i 2007. I timene med prisforskjeller har kapasiteten på overføringsforbindelsene i retning høyprisområdet ofte vært lavere enn maksimalkapasiteten. For forbindelsene mellom Sør-Norge, Jylland, Sverige og Finland har kapasitetsreduksjoner vært tilfelle i gjennomsnittlig 68 prosent av timene med flaskehalsers. Kapasitetsproblemer internt i prisområdene er den hyppigste årsaken til kapasitetsreduksjonene. Dette indikerer at ”flytting” av flaskehalser innad i elspotområdene til områdegrensene foregår i omfattende grad.

Hvordan man best mulig kan forbedre håndteringen av flaskehalser i det nordiske overføringsnettet krever nærmere studier, og det forskes også på dette i dag. Å dele opp markedet i flere og mindre prisområder er en mulighet. Det gjør det mulig å håndtere flere kapasitetsproblemer gjennom områdeprising. En annen mulighet er å øke antallet anmeldingsområder, men opprettholde et mindre antall større prisområder. Det siste gjør det mulig i større grad å ta hensyn til egenskapene til nettet innad i prisområdene ved prisberegningen. Resultatet av flaskehalshåndtering vil således være mindre avhengig av de systemansvarlige nettselskapenes evne til å forutse kraftflyten når de fastsetter tilgjengelig overføringskapasitet. Videre, vil kraftprisforskjellene gi et mer riktig signal til forbrukere og produsenter om hva overføringskapasiteten er verdt.

3 Vedlegg

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

| | Jan - Des | | | Tolv månadersperiodar | | | Desember | | |
|---|-----------|--------|----------------|-----------------------|-------------------|----------------|----------|-------|----------------|
| | 2006 | 2007 | Endring i % | Jan2006 | Jan2007 | Endring i % | 2006 | 2007 | Endring i % |
| | | | | t.o.m. Des2006 | t.o.m. Des2007 | | | | |
| Total produksjon | 121663 | 137317 | 12,9 | 121663 | 137317 | 12,9 | 10837 | 13144 | 21,3 |
| + Import | 9802 | 5155 | -47,4 | 9802 | 5155 | -47,4 | 1374 | 688 | -49,9 |
| - Eksport | 8947 | 15562 | 73,9 | 8947 | 15562 | 73,9 | 467 | 775 | 66,0 |
| = Brutto totalforbruk | 122518 | 126910 | 3,6 | 122518 | 126910 | 3,6 | 11744 | 13057 | 11,2 |
| - Elektrokjelforbruk | 3513 | 4217 | 20,0 | 3513 | 4217 | 20,0 | 376 | 425 | 13,0 |
| - Pumpeforbruk | 540 | 1578 | 192,2 | 540 | 1578 | 192,2 | 144 | 27 | -81,3 |
| - Totale nettap | 9595 | 10382 | 8,2 | 9595 | 10382 | 8,2 | 917 | 1053 | 14,8 |
| = Nettoforbruk | 108870 | 110733 | 1,7 | 108870 | 110733 | 1,7 | 10307 | 11552 | 12,1 |
| Kraftintensiv industri | 31456 | 31231 | -0,7 | 31456 | 31231 | -0,7 | 2606 | 2690 | 3,2 |
| Alminneleg forsyning | 77414 | 79502 | 2,7 | 77414 | 79502 | 2,7 | 7701 | 8862 | 15,1 |
| Bruttoforbruk | 117555 | 119620 | 1,8 | 117555 | 119620 | 1,8 | 11155 | 12519 | 12,2 |
| Kraftintensiv industri | 32400 | 32168 | -0,7 | 32400 | 32168 | -0,7 | 2684 | 2771 | 3,2 |
| Alminneleg forsyning | 85155 | 87452 | 2,7 | 85155 | 87452 | 2,7 | 8471 | 9748 | 15,1 |
| Bruttoforbruk alminneleg forsyning, temperaturkorrigeret | 89114 | 90653 | 1,7 | 89114 | 90653 | 1,7 | 9496 | 10070 | 6,1 |

Tabell 3.2 Produksjons- og magasinkapasitet, tilsig, snømagasin og maksimal og minimum fyllingsgrad 1975-2007. Kjelde: NVE og Nord Pool

| År | Kapasitet | | Magasin og tilsig | | | |
|------|---|---|---|---|---|--|
| | Midlere årsproduksjon for norsk vasskraft ¹ (tilsigsserie 1970- 99), TWh | Maks. magasinkapasitet ¹ , TWh | Nyttbart tilsig til det norske kraftproduksjons- systemet, TWh | Maks. snømagasin i prosent av median kulminasjon (1971-2000) | Maks. magasin i prosent av maksimal magasin- kapasitet | Min. magasin i prosent av maksimal magasin- kapasitet |
| 1975 | 87 | 50,3 | 131,3 | 103 | | |
| 1976 | 88,5 | 52,8 | 111,3 | 125 | | |
| 1977 | 89,5 | 54,1 | 103,1 | 85 | | |
| 1978 | 91,3 | 55,4 | 112,1 | 84 | | |
| 1979 | 93,3 | 57,7 | 121,6 | 97 | | |
| 1980 | 95,9 | 59,1 | 98,6 | 81 | | |
| 1981 | 100,9 | 62,2 | 124,7 | 130 | | |
| 1982 | 103,2 | 63,7 | 116,7 | 101 | 91,1 | 24,4 |
| 1983 | 105,4 | 65,2 | 146,3 | 131 | 98,2 | 34,2 |
| 1984 | 105,9 | 65,5 | 125,1 | 117 | 93,9 | 31,7 |
| 1985 | 108,1 | 73,7 | 111,9 | 85 | 86,6 | 21,2 |
| 1986 | 108,9 | 73,9 | 115,3 | 86 | 81,9 | 23,1 |
| 1987 | 111,3 | 77,2 | 109,2 | 98 | 88,9 | 30,8 |
| 1988 | 111,8 | 77,4 | 118,2 | 98 | 93,2 | 31,5 |
| 1989 | 114 | 79,4 | 148,5 | 133 | 97,6 | 51,7 |
| 1990 | 114,3 | 79,6 | 150,1 | 129 | 97,3 | 52,4 |
| 1991 | 114,3 | 79,5 | 111,0 | 78 | 82,6 | 35,5 |
| 1992 | 115,6 | 80,3 | 133,2 | 118 | 96,5 | 36,7 |
| 1993 | 115,8 | 80,4 | 122,6 | 138 | 93,5 | 37,9 |
| 1994 | 116,3 | 80,6 | 123,5 | 109 | 79,6 | 17,3 |
| 1995 | 116,8 | 80,9 | 136,6 | 131 | 96,5 | 23,3 |
| 1996 | 117,2 | 83,2 | 92,7 | 53 | 70,1 | 25 |
| 1997 | 117,4 | 84,4 | 125,4 | 129 | 90,4 | 23,5 |
| 1998 | 117,5 | 84,1 | 119,1 | 90 | 93,3 | 42,5 |
| 1999 | 117,9 | 84,1 | 127,2 | 107 | 90,9 | 42,2 |
| 2000 | 118 | 84,1 | 141,0 | 134 | 94,6 | 38,5 |
| 2001 | 118,2 | 84,1 | 114,3 | 76 | 88,7 | 32,1 |
| 2002 | 118,3 | 84,1 | 111,0 | 110 | 87,7 | 37,2 |
| 2003 | 118,4 | 84,3 | 111,8 | 79 | 73,2 | 18,1 |
| 2004 | 119 | 84,3 | 120,0 | 85 | 80,6 | 24,8 |
| 2005 | 119,7 | 84,3 | 140,9 | 117 | 92 | 31,6 |
| 2006 | 120,9 | 84,3 | 110,1 | 78 | 73,8 | 29,1 |
| 2007 | 121,5 | 84,3 | 141,8 | 115 | 94 | 35,8 |

Tabell 3.3 Elektrisitetsproduksjon, handel og forbruk 1975-2007. Alle tall i TWh. Kjelde: SSB og NVE

| | Kraftproduksjon | | | | Utenlandshandel | | |
|-------------------|-----------------|-------------|------------|--------|-----------------|---------|--------------|
| | Vass-kraft | Varme-kraft | Vind-kraft | Totalt | Import | Eksport | Netto import |
| 1975 | 77,4 | 0,1 | | 77,5 | 0,1 | 5,7 | -5,6 |
| 1976 | 82,0 | 0,1 | | 82,1 | 0,2 | 6,9 | -6,6 |
| 1977 | 72,2 | 0,2 | | 72,4 | 2,7 | 1,6 | 1,1 |
| 1978 | 80,9 | 0,1 | | 81,0 | 0,8 | 4,3 | -3,4 |
| 1979 | 89,0 | 0,1 | | 89,1 | 0,8 | 5,5 | -4,7 |
| 1980 | 84,0 | 0,1 | | 84,1 | 2,0 | 2,5 | -0,5 |
| 1981 | 93,3 | 0,1 | | 93,4 | 1,9 | 7,2 | -5,2 |
| 1982 | 92,9 | 0,3 | | 93,2 | 0,6 | 6,7 | -6,1 |
| 1983 | 106,0 | 0,3 | | 106,4 | 0,4 | 13,8 | -13,4 |
| 1984 | 106,3 | 0,3 | | 106,7 | 0,9 | 9,1 | -8,3 |
| 1985 | 102,9 | 0,3 | | 103,3 | 4,1 | 4,6 | -0,5 |
| 1986 | 96,8 | 0,5 | | 97,3 | 4,2 | 2,2 | 2,0 |
| 1987 | 103,8 | 0,5 | | 104,3 | 3,0 | 3,3 | -0,3 |
| 1988 | 109,5 | 0,5 | | 110,0 | 1,7 | 7,4 | -5,6 |
| 1989 | 118,7 | 0,5 | | 119,2 | 0,3 | 15,2 | -14,9 |
| 1990 | 121,4 | 0,5 | | 121,8 | 0,3 | 16,2 | -15,9 |
| 1991 | 110,6 | 0,4 | | 111,0 | 3,3 | 6,0 | -2,8 |
| 1992 | 117,1 | 0,4 | | 117,5 | 1,4 | 10,1 | -8,7 |
| 1993 | 119,6 | 0,5 | | 120,1 | 0,6 | 8,5 | -7,9 |
| 1994 | 112,7 | 0,5 | | 113,2 | 4,8 | 5,0 | -0,1 |
| 1995 | 122,5 | 0,5 | | 123,0 | 2,3 | 9,0 | -6,7 |
| 1996 | 104,1 | 0,6 | | 104,7 | 13,2 | 4,2 | 9,0 |
| 1997 | 110,9 | 0,5 | | 111,4 | 8,7 | 4,9 | 3,8 |
| 1998 | 116,3 | 0,5 | | 116,8 | 8,0 | 4,4 | 3,6 |
| 1999 | 121,9 | 0,5 | | 122,4 | 6,9 | 8,8 | -1,9 |
| 2000 | 142,3 | 0,5 | | 142,8 | 1,5 | 20,5 | -19,1 |
| 2001 | 121,0 | 0,6 | | 121,6 | 10,8 | 7,2 | 3,6 |
| 2002 | 129,8 | 0,6 | 0,1 | 130,5 | 5,3 | 15,0 | -9,7 |
| 2003 | 106,1 | 0,9 | 0,2 | 107,2 | 13,5 | 5,6 | 7,9 |
| 2004 | 109,3 | 0,9 | 0,3 | 110,5 | 15,3 | 3,8 | 11,5 |
| 2005 | 136,5 | 0,9 | 0,5 | 137,8 | 3,7 | 15,7 | -12,0 |
| 2006 ² | 119,8 | 1,2 | 0,7 | 121,7 | 9,8 | 8,9 | 0,8 |
| 2007 ² | 134,9 | 1,5 | 0,9 | 137,3 | 5,2 | 15,6 | -10,4 |

| | | | | Nettoforbruk, dvs. ekskl. tap i nettet | | | | | | |
|-------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------|--|--------------|--------------------|-------------------|--------------------|------------------------|--|
| | Brutto forbruk | Elektro- kjelar ¹ | Tap etc. ² | Kraft- int. ind | Alm. fors | Hush.og jordbr. | Bergv. og ind. | Tj.yt.og transp | Alm.fors. temp.korr | |
| 1975 | 71,9 | 3,2 | 7,2 | 26,2 | 35,2 | 18,1 | 11,1 | 6,0 | 36,2 | |
| 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 | 115,1 | 3,2 | 10,9 | 31,7 | 69,4 | 33,4 | 13,5 | 22,5 | 71,8 | |
| 2004 | 122,0 | 4,9 | 12,3 | 34,6 | 70,1 | 33,8 | 14,7 | 21,6 | 73,1 | |
| 2005 | 125,8 | 5,6 | 13,9 | 35,0 | 71,3 | 35,4 | 13,3 | 22,6 | 74,4 | |
| 2006 ² | 122,5 | 6,5 | 10,1 | 31,5 | 74,5 | 37,0 | 13,9 | 23,6 | 78,1 | |
| 2007 ² | 126,9 | 7,3 | 12,1 | 31,2 | 76,3 | 38,0 | 14,3 | 24,2 | 79,4 | |

¹ Uprioritert kraft fra 1993

² Tap etc. er nettap og pumpeforbruk

Tabell 3.4 Forbruk av andre viktige energiberarar, 1990-2007. Kjelde: Norsk Petroleumsinstitutt og SSB

| År | Petroleumspr. (mill. liter) | | Ved hushaldningar (PJ) | Fjernvarme levert forbruker (TJ) | | | | |
|------|-----------------------------|------------------|---------------------------|----------------------------------|-------|----------------|-----------|------------------|
| | Fyrings-parafin | Lett fyringsolje | | Totalt | Hush. | Ind. og bergv. | Tj. yting | Jordbr. og fiske |
| 1990 | 213 | 914 | 20 | 3010 | 976 | 677 | 1336 | 22 |
| 1991 | 193 | 792 | 18 | 3521 | 994 | 778 | 1678 | 76 |
| 1992 | 192 | 720 | 18 | 3708 | 914 | 792 | 1944 | 58 |
| 1993 | 193 | 715 | 21 | 3884 | 965 | 911 | 2005 | 0 |
| 1994 | 206 | 764 | 22 | 4072 | 864 | 1055 | 2146 | 7 |
| 1995 | 201 | 736 | 21 | 4270 | 976 | 1123 | 2153 | 18 |
| 1996 | 235 | 956 | 23 | 4673 | 1080 | 1166 | 2390 | 32 |
| 1997 | 215 | 761 | 24 | 4615 | 922 | 922 | 2711 | 65 |
| 1998 | 198 | 720 | 23 | 4957 | 968 | 850 | 3100 | 40 |
| 1999 | 193 | 760 | 23 | 5429 | 1073 | 839 | 3496 | 22 |
| 2000 | 150 | 563 | 24 | 5245 | 760 | 810 | 3643 | 36 |
| 2001 | 166 | 628 | 25 | 6534 | 1080 | 760 | 4666 | 29 |
| 2002 | 161 | 696 | 28 | 6955 | 1094 | 983 | 4846 | 32 |
| 2003 | 185 | 912 | 28 | 7510 | 1246 | 1033 | 5202 | 29 |
| 2004 | 157 | 699 | 26 | 8028 | 1372 | 1030 | 5616 | 14 |
| 2005 | 130 | 525 | 28 | 8460 | 1422 | 1076 | 5954 | 4 |
| 2006 | 130 | 571 | 27 | 8978 | 1602 | 1076 | 6296 | 7 |
| 2007 | 103 | 488 | | | | | | |

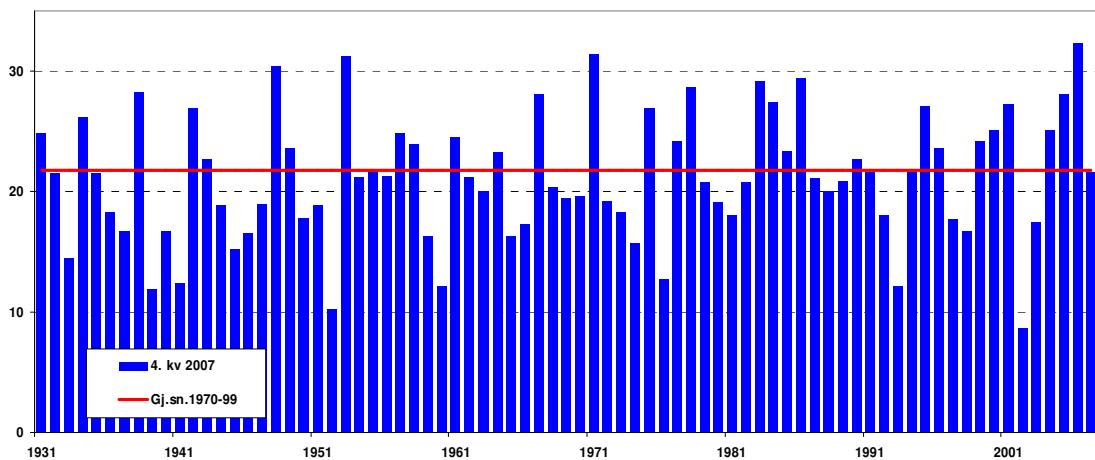
Tabell 3.5 Husholdningsprisar, avgifter og elspotprisar, 1993-2007. Kjelde: NVE, SSB og Nord Pool

| År | Husholdningspris (standard variabel) | | | | Avgifter | |
|------|---------------------------------------|--|----------------------|---|----------------------------|----------------------------|
| | Kraftpris ekskl. avgifter, øre/kWh | Nettleie ekskl. avgifter, øre/kWh | Avgifter, øre/kWh | Kraft og nett i alt inkl. avgifter, øre/kWh | Merverdiavgift, prosent | Forbruksavgift, øre/kWh |
| 1993 | 15,2 | 20,2 | 17,9 | 53,3 | 22 | 4,6 |
| 1994 | 15,4 | 18,6 | 18,6 | 52,6 | 22 | 5,1 |
| 1995 | 17,9 | 18,2 | 18,8 | 54,9 | 23 | 5,2 |
| 1996 | 17,8 | 17,6 | 18,6 | 54,0 | 23 | 5,3 |
| 1997 | 20,5 | 18,1 | 21,5 | 60,2 | 23 | 5,6 |
| 1998 | 16,0 | 18,8 | 20,9 | 55,7 | 23 | 5,8 |
| 1999 | 14,2 | 19,4 | 21,8 | 55,4 | 23 | 5,9 |
| 2000 | 13,2 | 19,6 | 27,6 | 60,4 | 23 | 8,6 |
| 2001 | 21,5 | 19,9 | 35,2 | 76,6 | 24 | 11,3 |
| 2002 | 20,7 | 21,9 | 31,1 | 73,7 | 24 | 9,3 |
| 2003 | 37,4 | 23,7 | 36,0 | 97,1 | 24 | 9,5 |
| 2004 | 28,6 | 25,2 | 34,6 | 88,4 | 25 | 9,7 |
| 2005 | 27,1 | 25,9 | 35,5 | 88,5 | 25 | 9,9 |
| 2006 | 45,8 | 24,1 | 40,1 | 110,0 | 25 | 10,1 |
| 2007 | 26,1 | 23,5 | 35,4 | 85,0 | 25 | 10,2 |

| År | Elspotpriser (kr/MWh) | | | | | | | |
|------|-----------------------|--------|-----------|--------|---------|---------|--------------|-------------|
| | Oslo | Bergen | Trondheim | Tromsø | Sverige | Finland | Danmark vest | Danmark øst |
| 1993 | 82,4 | | | | | | | |
| 1994 | 182,5 | | | | | | | |
| 1995 | 117,5 | | | 118,9 | | | | |
| 1996 | 256,7 | 257,0 | 252,9 | 251,2 | 250,6 | | | |
| 1997 | 137,4 | 137,4 | 129,1 | 133,0 | 133,0 | | | |
| 1998 | 115,9 | 120,1 | 116,0 | 116,2 | 114,3 | 116,3 | | |
| 1999 | 109,2 | 109,2 | 119,5 | 119,5 | 113,1 | 113,7 | | |
| 2000 | 97,7 | 97,7 | 101,4 | 100,7 | 115,4 | 120,6 | 133,1 | |
| 2001 | 186,0 | 186,0 | 189,0 | 188,6 | 184,2 | 184,0 | 191,2 | 189,7 |
| 2002 | 198,5 | 198,5 | 200,2 | 200,2 | 206,3 | 203,8 | 190,7 | 213,7 |
| 2003 | 293,9 | 294,0 | 290,5 | 290,5 | 289,1 | 279,6 | 268,3 | 291,7 |
| 2004 | 246,1 | 246,1 | 243,7 | 243,7 | 235,1 | 231,7 | 241,0 | 237,3 |
| 2005 | 233,1 | 233,1 | 235,3 | 235,3 | 238,3 | 244,3 | 297,2 | 270,3 |
| 2006 | 396,6 | 396,6 | 394,6 | 394,7 | 387,6 | 391,2 | 355,6 | 390,7 |
| 2007 | 206,2 | 206,2 | 236,8 | 235,6 | 242,0 | 240,1 | 258,8 | 263,8 |

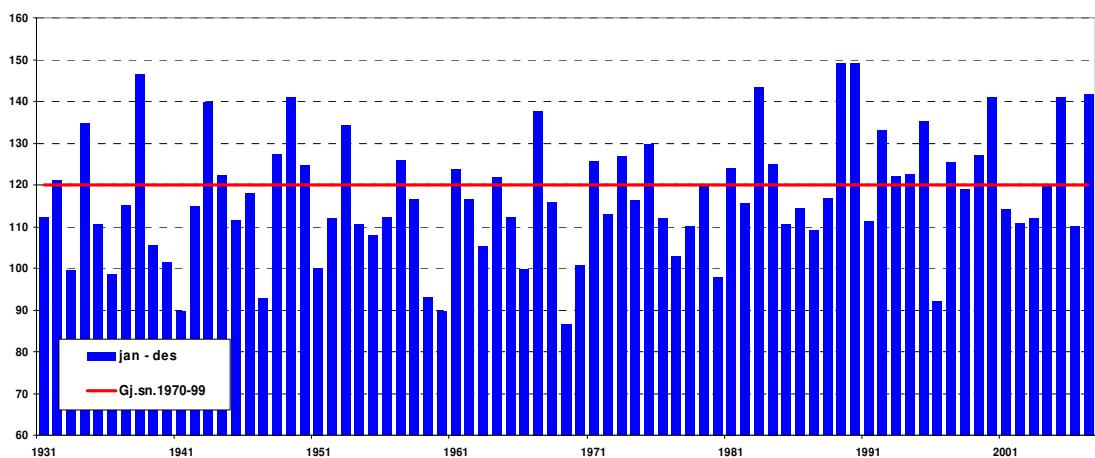
Figur 3.1 Nyttbart tilsig for tredje kvartal, 1931-2007. TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool

TWh

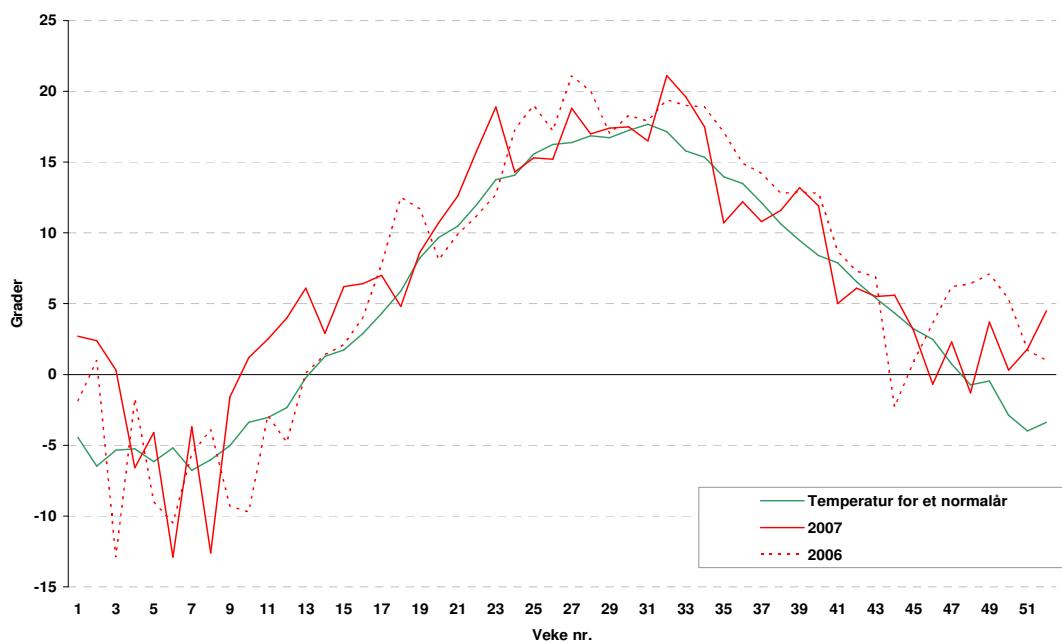


Figur 3.2 Årleg nyttbart tilsig, 1931-2007. TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool

TWh



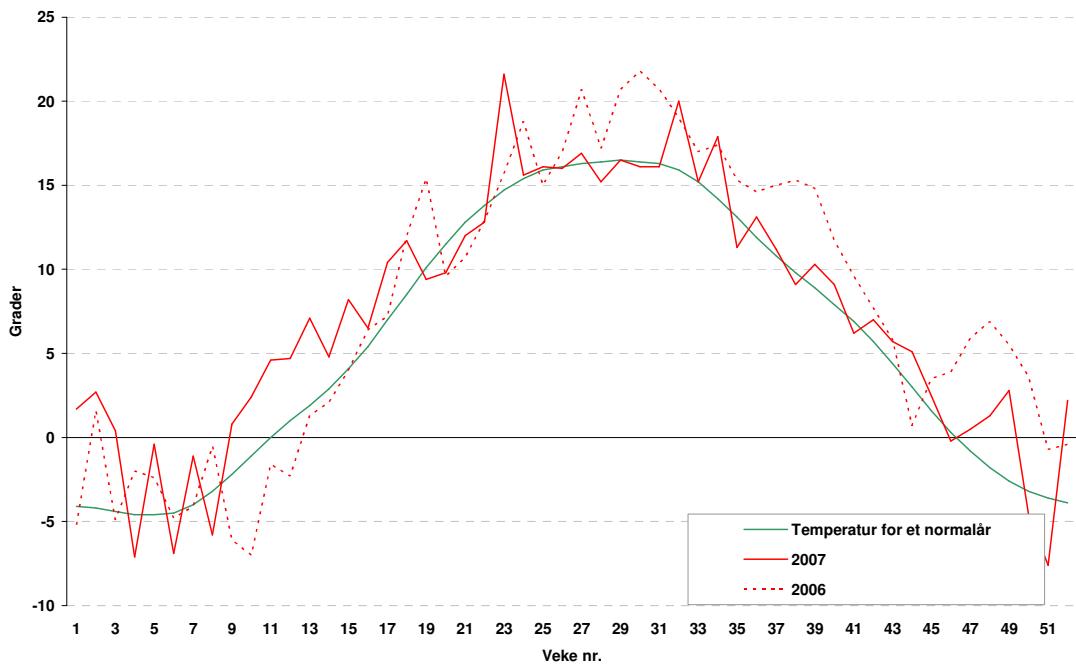
Figur 3.3 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2006 og 2007, Celsius. Kjelde: Nord Pool



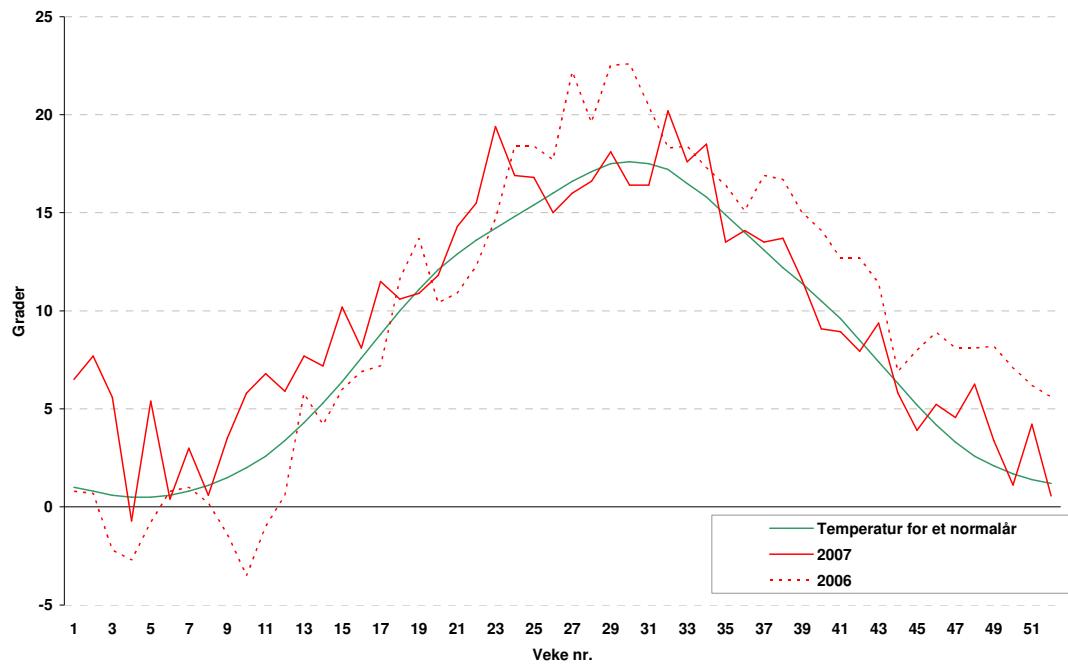
Figur 3.4 Temperaturutvikling - Stockholm, 2006 og 2007, Celsius. Kjelde: Nord Pool



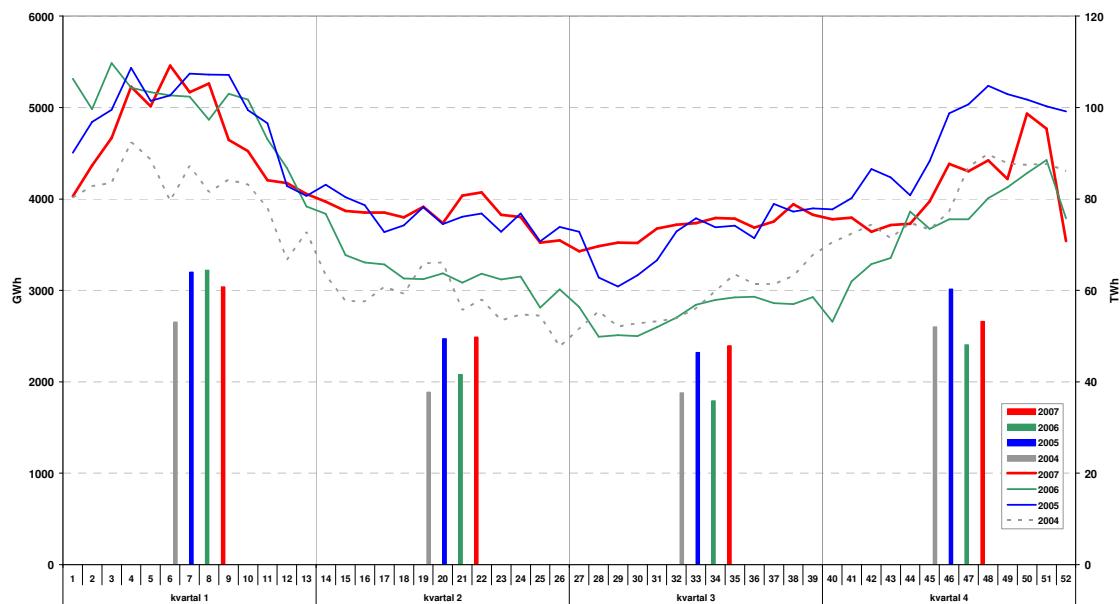
Figur 3.5 Temperaturutvikling - Oslo, 2006 og 2007, Celsius. Kjelde: Nord Pool



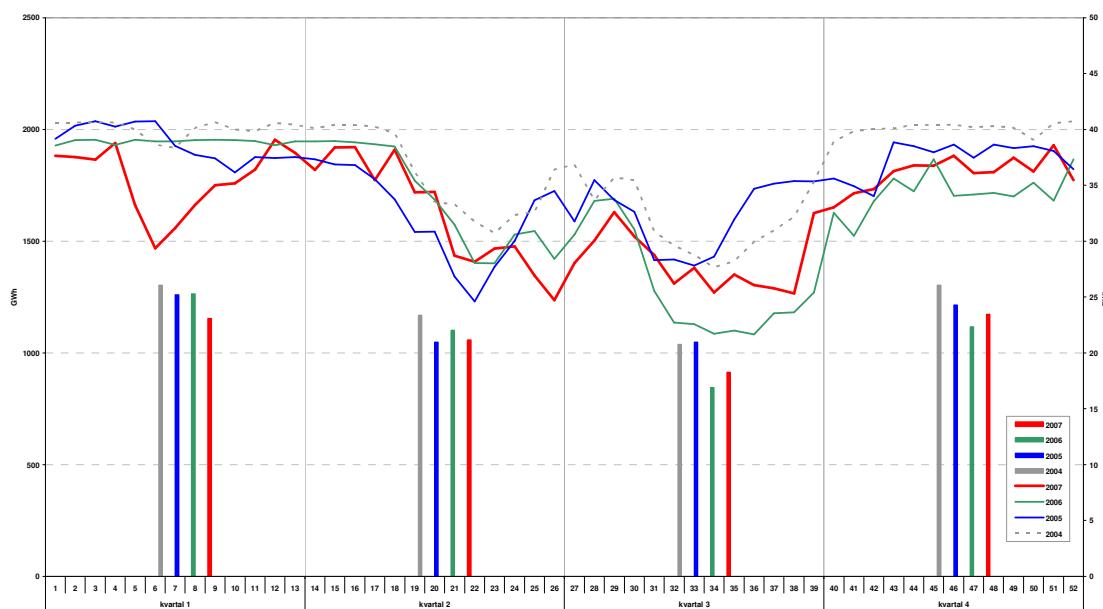
Figur 3.6 Temperaturutvikling - København, 2006 og 2007, Celsius. Kjelde: Nord Pool



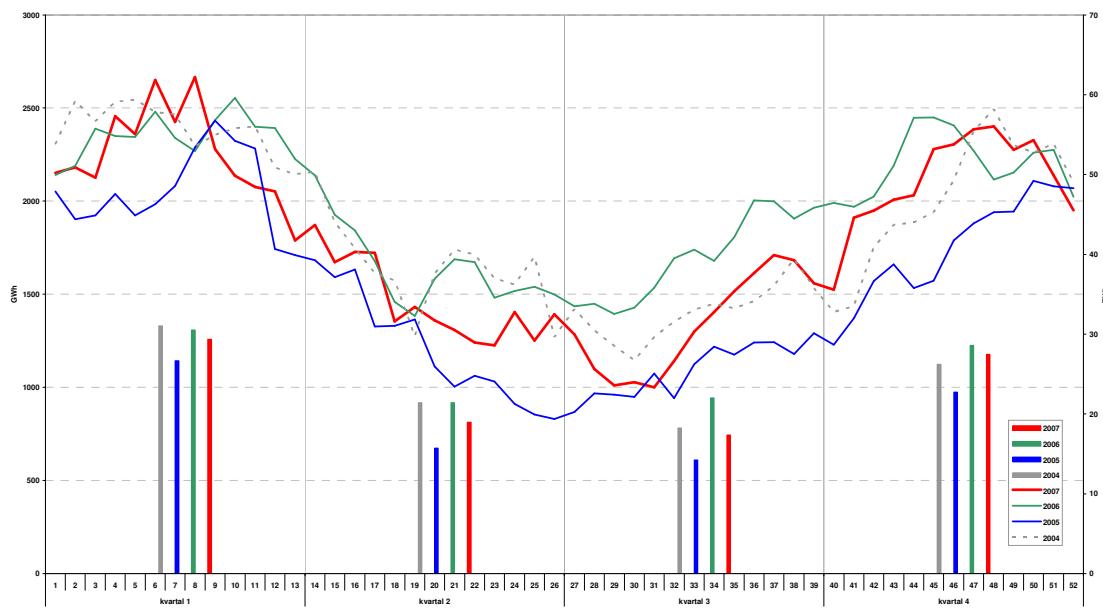
Figur 3.7 Nordisk vasskraftproduksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



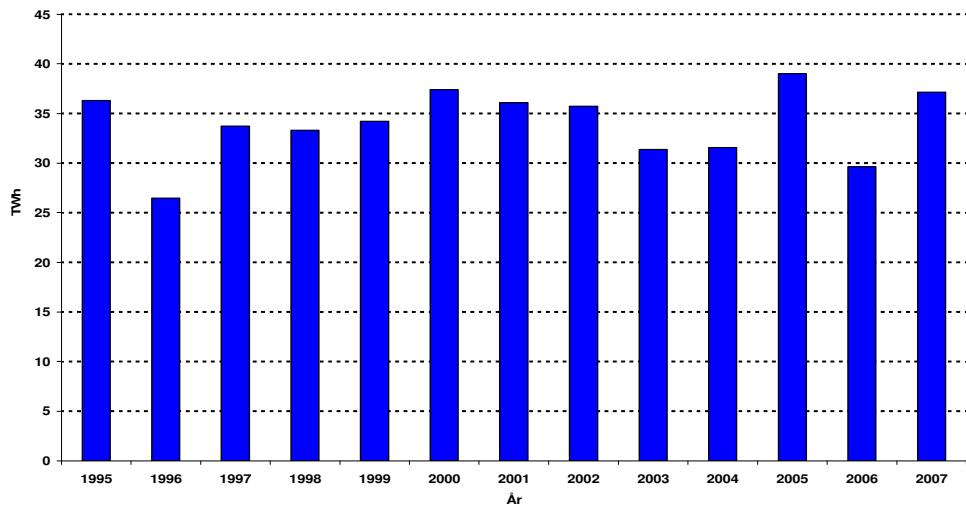
Figur 3.8 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



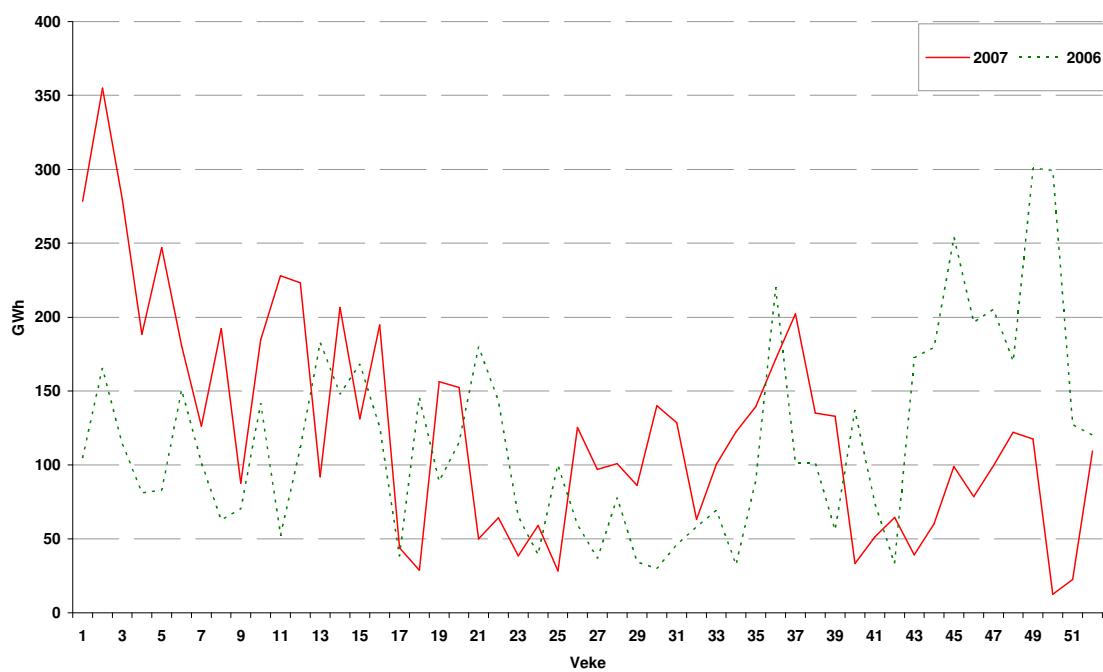
Figur 3.9 Nordisk produksjon frå øvrige varmekraftverk, 2004 – 2007, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool



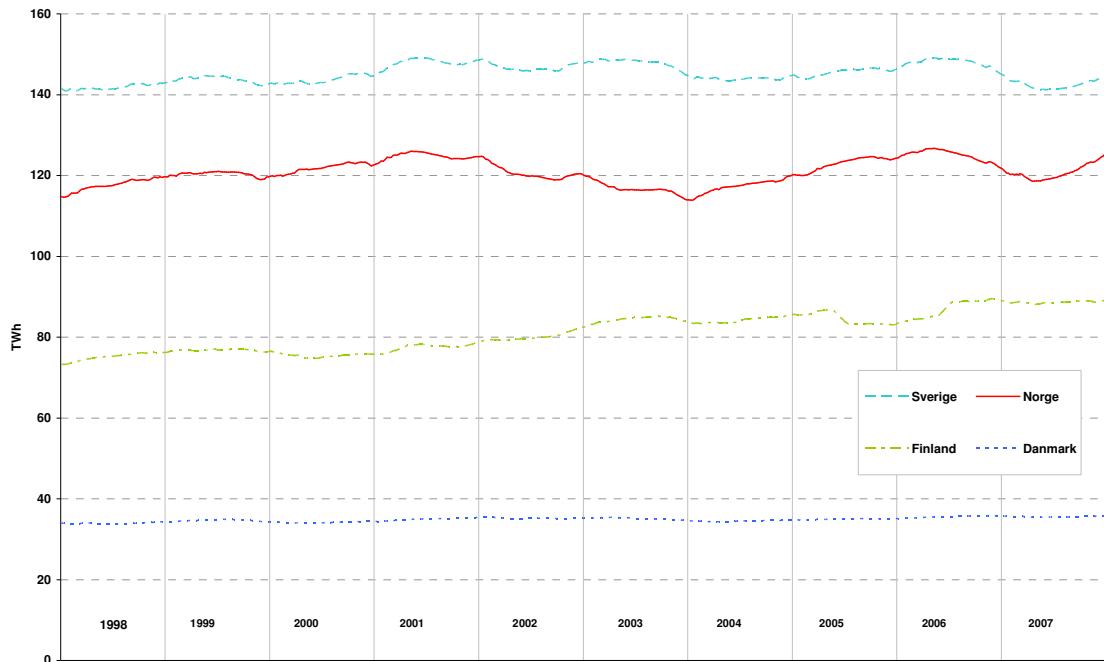
Figur 3.10 Kraftproduksjon i Noreg, fjerde kvartal for perioden 1995-2007, TWh. Kjelde: NVE og SSB



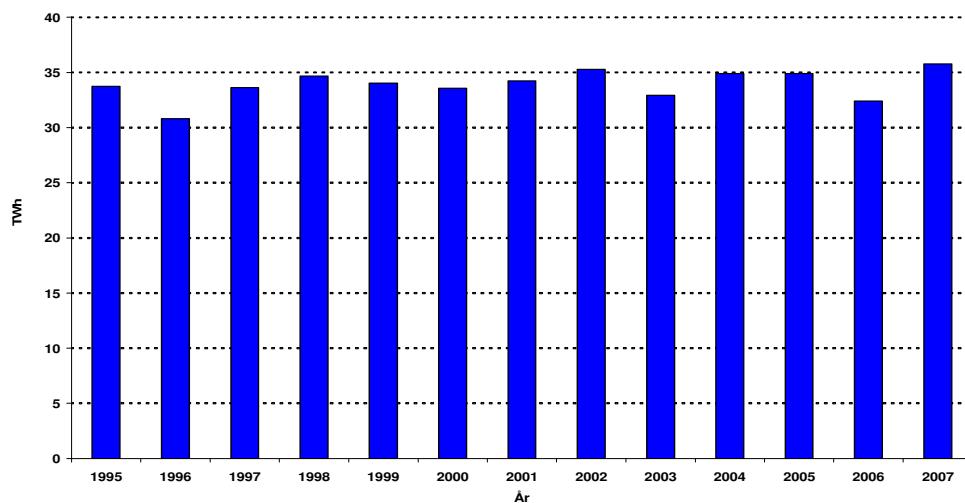
Figur 3.11 Dansk vindkraftproduksjon, 2006 – 2007. GWh/veke. Kjelde: energinet.dk



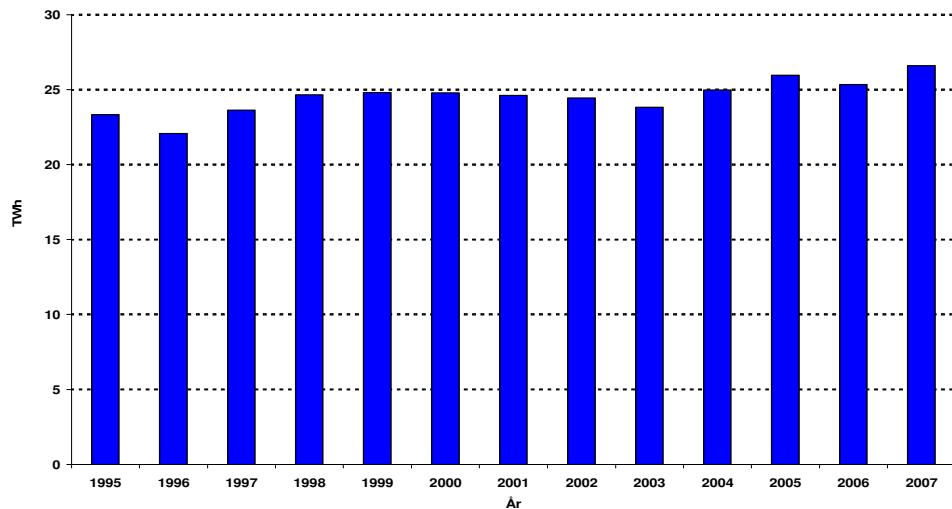
Figur 3.12 Forbruksutvikling i de nordiske landa siste 52 veker, 1998 – 2007, TWh. Kjelde: Nord Pool



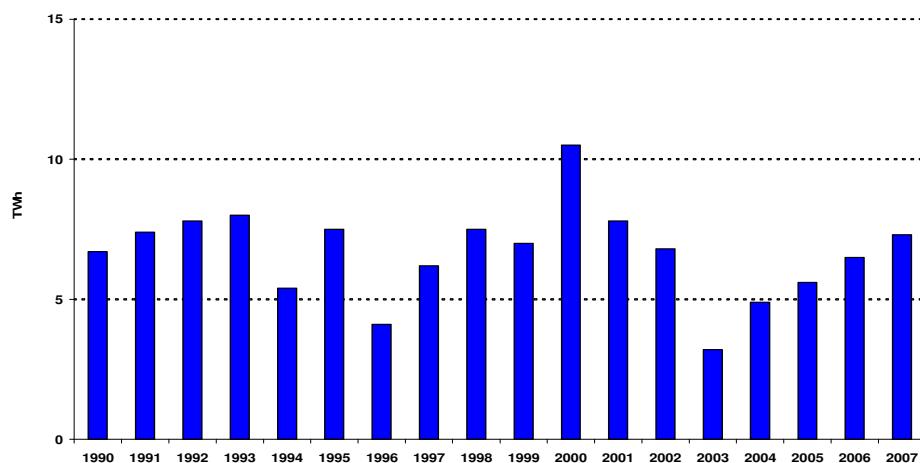
Figur 3.13 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i fjerde kvartal for perioden 1995-2007, TWh. Kjelde: NVE og SSB



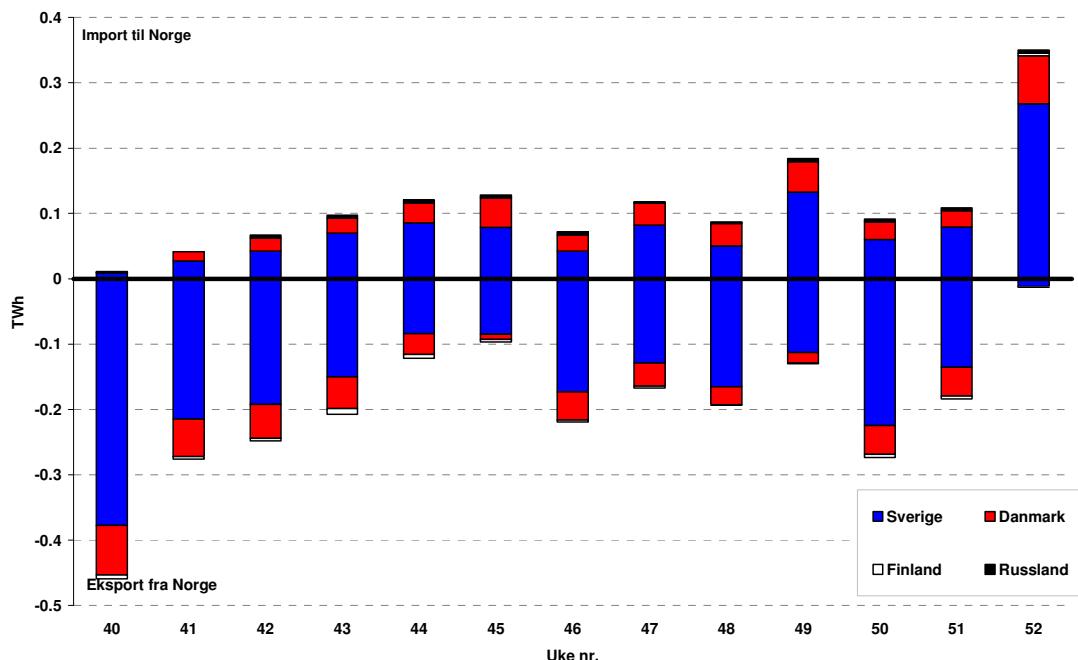
Figur 3.14 Forbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, fjerde kvartal 1995-2007, TWh. Kjelde: NVE og SSB



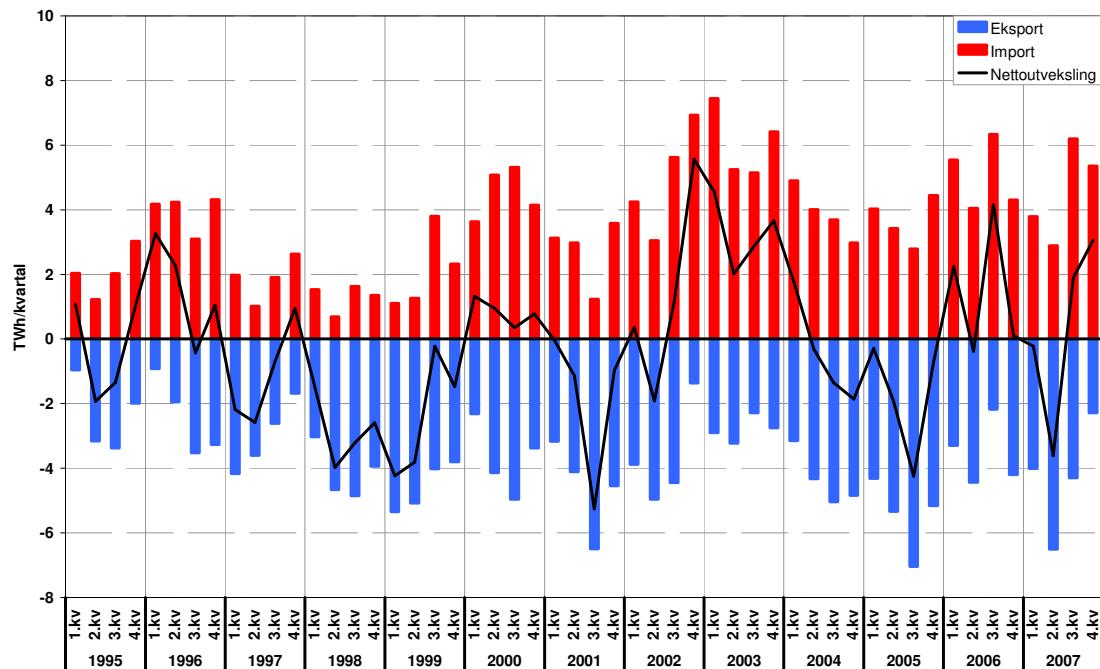
Figur 3.15 Forbruk av kraft til elektrokjelar for perioden 1990-2007, TWh. Kjelde: NVE og SSB



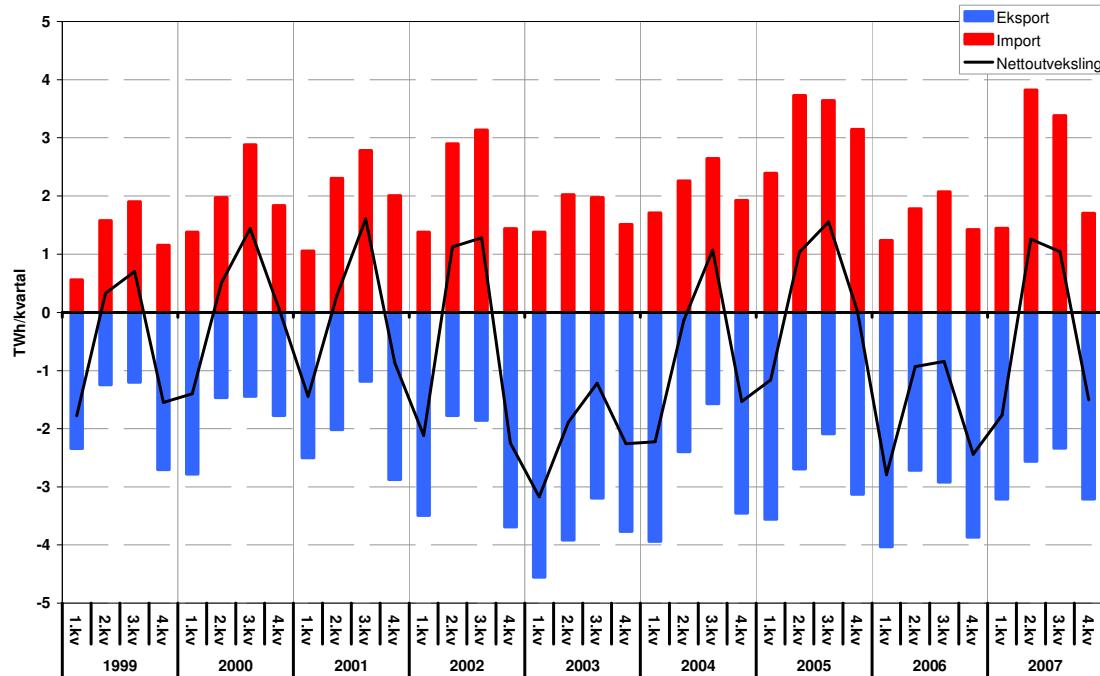
Figur 3.16 Norsk utveksling av kraft 4. kvartal. TWh. Kjelde: Nord Pool



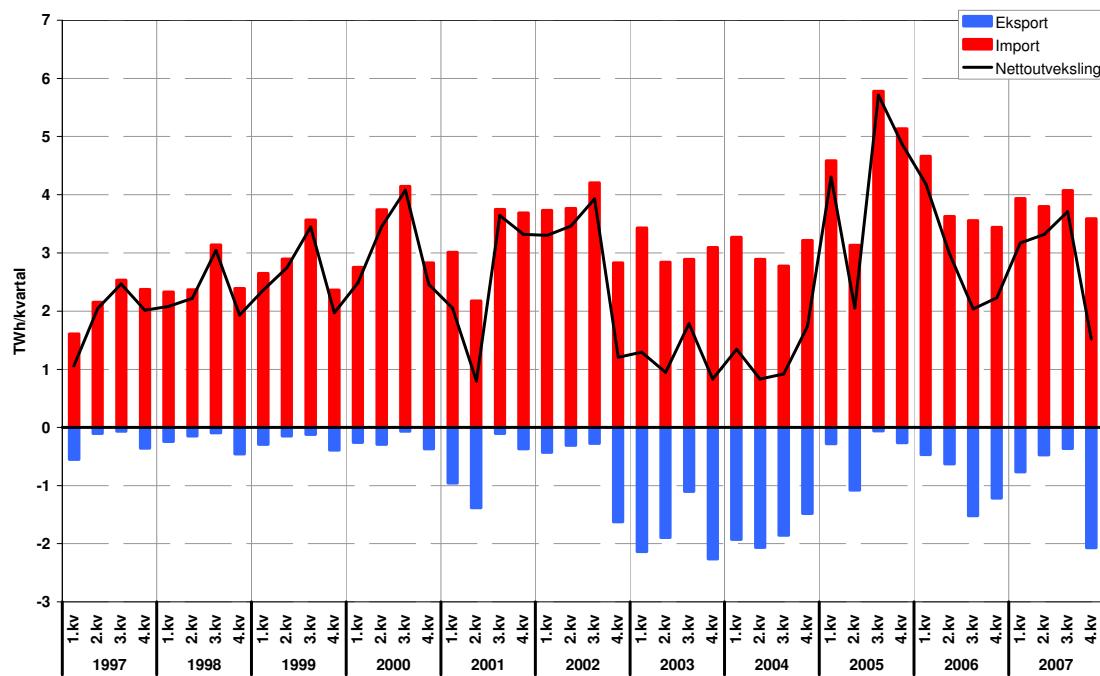
Figur 3.17 Import/eksport Sverige i 4 kvartal. TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 3.18 Import/eksport Danmark i fjerde kvartal 1999 – 2007, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 3.19 Import/eksport Finland i andre kvartal, 1997 – 2007, TWh. Kjelde: Nord Pool



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

Utgitt i Rapportserien i 2008

Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2007 (77 s.)