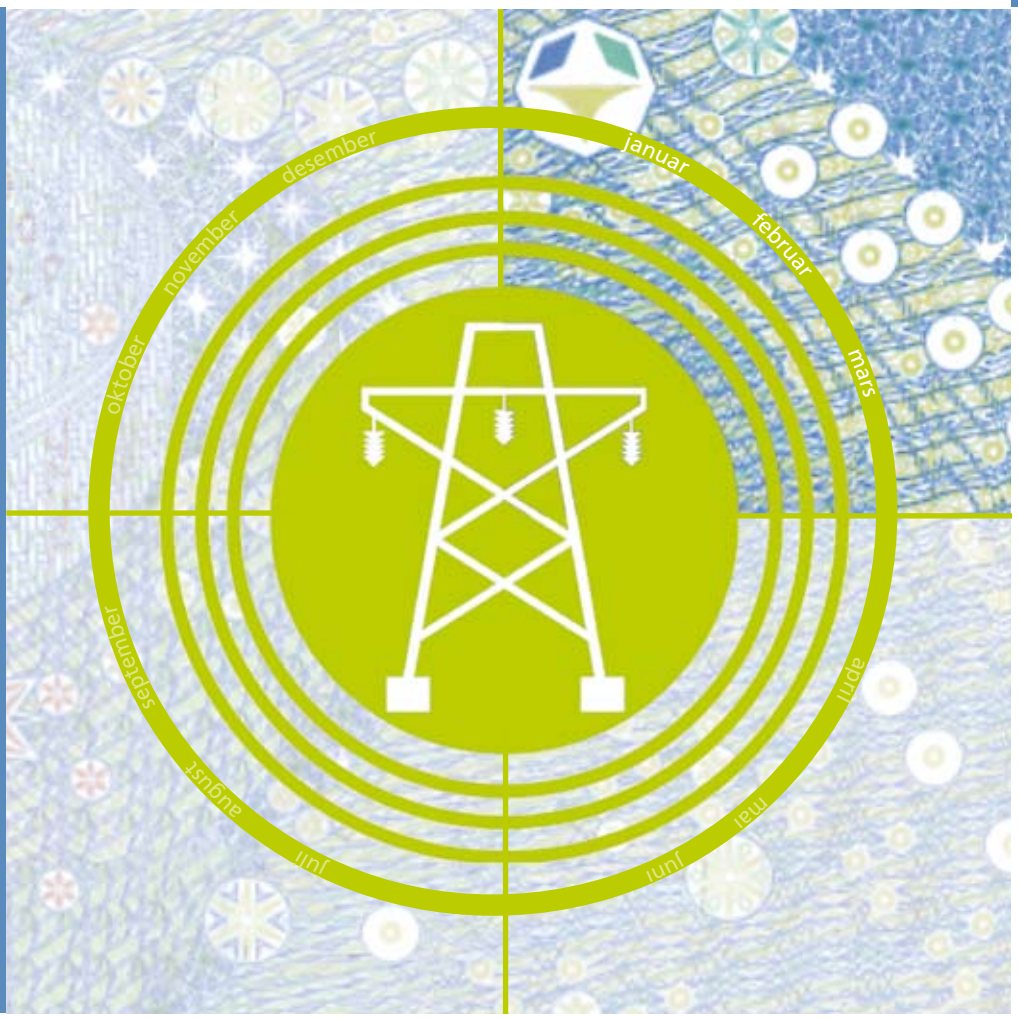
NVE

Kvartalsrapport for kraft-markedet, 1. kvartal 2007

Tor Arnt Johnsen (red.)

7
2007



RAPPORT

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

1. kvartal 2007

Norges vassdrags- og energidirektorat
2007

Rapport nr. 7

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Tor Arnt Johnsen
Forfattere: Hanne Guri Haavik Bøhmer, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Arne Fredrik Lånke, Nils Spjeldnæs

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 150
Forsidefoto:
ISBN: 978-82-410-0636-4

Sammendrag: Kraftprisfallet fortsatte i første kvartal, og ved utgangen av kvartalet var prisen ved den nordiske kraftbørsen under 20 øre/kWh. Det er om lag en tredel av hva den var i august i fjor. Alle vesentlige faktorer som påvirker nordiske kraftpriser har trukket i retning av lavere priser i denne perioden. Mye nedbør og tilsig til kraftmagasinene har normalisert magasinfyllingen. Brenselpriser og prisen på utslippstillatelser for CO_2 har falt. Økt vanntilgang og lavere produksjonskostnader for termisk kraft (gass, olje og kull) har imidlertid ikke ført til økt nordisk kraftproduksjon fordi etterspørselen etter elektrisk kraft også har falt. CO_2-kvoteprisen for 2008 er nå mer enn 10 ganger så høy som prisen for 2007. Dette gjenspeiles også i kraftprisene for 2008 og fremover som er betydelig høyere enn det prisene hittil har vært i 2007. I gjennomsnitt for første kvartal har en markedspriskontrakt (spot) vært 9,5 øre/kWh billigere enn en standard variabel kontrakt. For første gang er nå andelen husholdninger som har standard variabel kontrakt under 50 prosent.

Emneord: Elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftsalg, tilsig, magasinfylling, krafthandel, kraftforbruk, strømpriser

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

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

Mai 2007

Innhold

Forord **5**

Sammendrag **6**

1 Kraftmarkedet i første kvartal 2007 ..... **7**

1.1 Ressursgrunnlaget 9
1.1.1 Tilsig i Norge 9
1.1.2 Temperatur 10
1.1.3 Nedbør 11
1.1.4 Snø 13
1.1.5 Forventet tilsig våren/sommeren 2007 14
1.1.6 Tilsig i Sverige 15
1.2 Magasinutviklingen 16
1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene 16
1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland 17
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel 18
1.3.1 Nordisk kraftproduksjon 18
1.3.2 Nordisk kraftforbruk 24
1.3.3 Handel og kraftutveksling 36
1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet 43
1.4.1 Spotmarkedet 43
1.4.2 Terminmarkedet 46
1.5 Sluttbrukermarkedet 50
1.5.1 Priser og prisutvikling 50
1.5.2 Leverandørskifter 53
1.5.3 Kontraktsvalg 54
1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft 55
1.5.5 Nettleie til husholdningskunder 57

2 Temaartikkel **59**

2.1 Varmepumper i Norge – status og utsikter 59

3 Vedlegg **68**

Forord

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

I kvartalsrapporten dokumenterer og kommenterer vi kraftmarkedsutviklingen i kvartalet og de siste 12 månedene. I tillegg inneholder vanligvis kvartalsrapporten et par temaartikler der medarbeidere i Energi- og markedsavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger. I denne utgaven presenteres det én temaartikkel. Den er skrevet av avdelingsingeniør Arne Fredrik Lånke ved seksjon for energibruk. Artikkelen dreier seg om varmepumper og den rolle varmepumper spiller for energibruken i dag og utsiktene fremover i tid.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energi- og markedsavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Hanne Guri Haavik Bøhmer, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Arne Fredrik Lånke, Nils Spjeldnæs og Tor Arnt Johnsen som også har ledet arbeidet.

Oslo, 4. mai 2007

Marit L. Fossdal

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Kraftprisfallet fortsatte i første kvartal 2007, og ved utgangen av kvartalet var prisen ved den nordiske kraftbørsen under 20 øre/kWh. Det er om lag en tredel av hva den var i august i fjor. Alle vesentlige faktorer som påvirker nordiske kraftpriser har trukket i retning av lavere priser i denne perioden. Mye nedbør og tilsig til kraftmagasinene har normalisert magasinfyllingen. Brenselpriser og prisen på utslippstillatelser for CO_2 har falt. Gassprisene har ikke vært så lave siden 2003, og CO_2-kvoteprisen for 2007 har gått fra 100 kr/tonn i oktober 2006 til 10 kr/tonn våren 2007.

Økt vanntilgang og lavere produksjonskostnader for termisk kraft (gass, olje og kull) har imidlertid ikke ført til økt nordisk kraftproduksjon fordi etterspørselen etter elektrisk kraft også har falt. Prisfall også i Tyskland, samt flaskehalser i overføringsnettet har begrenset mulighetene for økt krafteksport.

Den lave prisen på CO_2-kvoter i 2007 er et resultat av at CO_2-utslippstillatelser ikke kan overføres fra 2007 til 2008. 2008 er det første året i Kyoto perioden. CO_2-kvoteprisen for 2008 er mer enn 10 ganger så høy som prisen for 2007. Dette gjenspeiles også i kraftprisene for 2008 og fremover som er betydelig høyere enn det prisene har vært i 2007.

Prisfallet ved den nordiske kraftbørsen har ført til at markedspriskontraktene (spot) til husholdningskunder har blitt mer enn 20 øre/kWh billigere fra fjerde kvartal 2006 til første kvartal 2007. I gjennomsnitt for første kvartal har en markedspriskontrakt vært 9,5 øre/kWh billigere enn en standard variabel kontrakt. Dette kan være grunnen til at stadig flere husholdningskunder velger markedspriskontrakt på bekostning av den tradisjonelle standard variabel priskontrakten. For første gang er nå andelen husholdninger som har standard variabel kontrakt under 50 prosent.

1 Kraftmarkedet i første kvartal 2007

Normal nedbør, men mer tilsig enn normalt i første kvartal 2007

Det nyttbare tilsiget til det norske kraftsystemet var 13,3 TWh i første kvartal 2007, og det er 50 prosent mer enn i et normalår og over 5 TWh mer enn i første kvartal 2006. Det kom om lag 36 TWh nedbør som kan nyttes til kraftproduksjon i første kvartal 2007. Det er som normalt. I Sverige var tilsiget 80 prosent høyere enn normalt i første kvartal.

Snø: 110 prosent av det normale ved utgangen av 1. kv. 2007

Ved inngangen til 2007 var snømagasinene for det norske kraftsystemet om lag normale. Ved utgangen av første kvartal var det 10 prosent mer snø enn normalt. Ett år tidligere var det kun 70 prosent av normalt med snø.

Mer vann i nordiske magasiner enn for ett år siden

Ved inngangen til 2007 hadde vannmagasinene i Norge 4,6 prosentpoeng lavere fylling enn normalt. I løpet av kvartalet ble fyllingsgraden normalisert, og ved utgangen av kvartalet var fyllingen 1,4 prosentpoeng lavere enn normalt. Fyllingen ved utgangen av første kvartal var nær 3 prosentpoeng høyere enn på samme tid i fjor. Også i Sverige var fyllingen 3 prosentpoeng høyere enn for et år siden. Ved utgangen av kvartalet var det 4 TWh mer vann i norske, svenske og finske vannmagasiner enn et år tidligere.

Lav kraftproduksjon

Første kvartal:
Norge: 36 TWh

Siste 52 uker:
Norden: 372 TWh

I første kvartal 2007 var den norske kraftproduksjonen 36 TWh, eller 13 prosent lavere enn i første kvartal i fjor. De siste 12 månedene har kraftproduksjonen vært 116 TWh, og det er om lag 6 TWh mindre enn i et tilsigsmessig normalår. I Sverige var produksjonen 43 TWh i første kvartal, og det er på nivå med fjorårets produksjon. I Danmark var kraftproduksjonen 11 TWh i første kvartal – ned 10 prosent fra i fjor. I Finland var kraftproduksjonen 22 TWh i første kvartal, og det er som i fjor. Samlet var den nordiske kraftproduksjonen 6 prosent lavere enn i fjor. De siste 12 månedene er det produsert 372 TWh elektrisk kraft i Norden – 23 TWh mindre enn i foregående 12-månedersperiode.

Lavere kraftforbruk i hele Norden

Kraftforbruket i Norden falt med om lag 5 prosent fra første kvartal i fjor til i år. Nedgangen var sterkest i Norge og Sverige. Hovedårsaken til nedgangen er at første kvartal i år var betydelig mildere enn samme kvartal i fjor, men også korrigert for temperaturforskjeller har forbruket vært på vikende front siste kvartal.

Fall i alminnelig forsyning og fall i kraftintensiv industri

I Norge falt forbruket i alminnelig forsyning med 7,2 prosent fra første kvartal i fjor til første kvartal i år. Av dette kan 6,5 prosentpoeng tilskrives temperaturforskjeller, mens de resterende 0,7 prosentpoeng tyder på underliggende forbruksreduksjon. Dette skjer på tross av sterkt reduserte kraftpriser i kvartalet. Forbruket i kraftintensiv industri var 0,7 prosent lavere i første kvartal i år enn i samme periode ett år tidligere. De siste 12 måneder har forbruket i industrien vært 32,3 TWh, og det er en nedgang på 5,3 prosent fra forrige 12-måneders periode.

Balanse i norsk og svensk kraftutveksling i 1. kvartal

Norges kraftutveksling har i sum vært i balanse i første kvartal. Vårt fleksible vannkraftsystem muliggjør eksport når etterspørselen og prisene i utlandet er høye, og import når etterspørselen og prisene i utlandet er lave. Verdien av Norges krafteksport i første kvartal var 60 millioner kroner høyere enn verdien av importen, til tross for at eksportvolumet var likt importvolumet. I første kvartal i fjor hadde Norge en nettoeksport på 2,9 TWh, eller 3,8 TWh eksport og 0,9 TWh import. De siste 52 uker har Norge hatt 3,7 TWh nettoimport. Sverige eksporterte netto 0,2 TWh i første kvartal, Finland hadde en nettoimport på 3,7 TWh fra Russland og Estland, mens Danmark eksporterte 1,8 TWh elektrisk kraft til Tyskland og Sverige. De nordiske landenes nettoimport var 1,7 TWh i første kvartal – ned 0,9 TWh fra forrige kvartal. De siste 52 uker har Nordens nettoimport vært 12,2 TWh.

Spotpris 1. kv. 2007 (øre/kWh):

- Norge	**21,7**
- Sverige	**22,1**
- Finland	**22,0**
- Sjælland	**22,2**
- Jylland	**21,5**
- Tyskl./EEX	**24,3**

Elspotprisene i Norge ble i snitt i underkant av 22 øre/kWh i 1. kvartal. Det er om lag 40 prosent lavere enn i 4. kvartal 2006. I de andre nordiske landene har prisene falt med nær 40 prosent fra 4. kvartal i fjor. Prisfallet skyldes reduserte brenselskostnader, lavere priser på utslippstillatelser, lavere etterspørsel og mindre knapphet i det nordiske vannkraftsystemet. Prisene i det nordiske finansielle kraftmarkedet falt med om lag 20 prosent gjennom 1. kvartal 2007. Også i Tyskland har prisene i det finansielle kraftmarkedet falt.

Reduserte sluttbrukerpriser

Kraftprisene til sluttbruker falt kraftig fra 4. kvartal 2006 til 1. kvartal 2007. Markedspriskontrakten (spot) falt med 20,6 øre/kWh til 28,7 øre/kWh inklusive påslag og mva. Standard variabel kontrakt fra dominerende leverandør falt med 31,5 øre/kWh til 38,2 øre/kWh i 1. kvartal 2007. I gjennomsnitt var standardkontrakten 9,5 øre/kWh dyrere enn en spotkontrakt. Dette kan være grunnen til at stadig flere husholdningskunder velger markedspriskontrakt på bekostning av den tradisjonelle standard variabel priskontrakten.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Norge

I første kvartal 2007 var

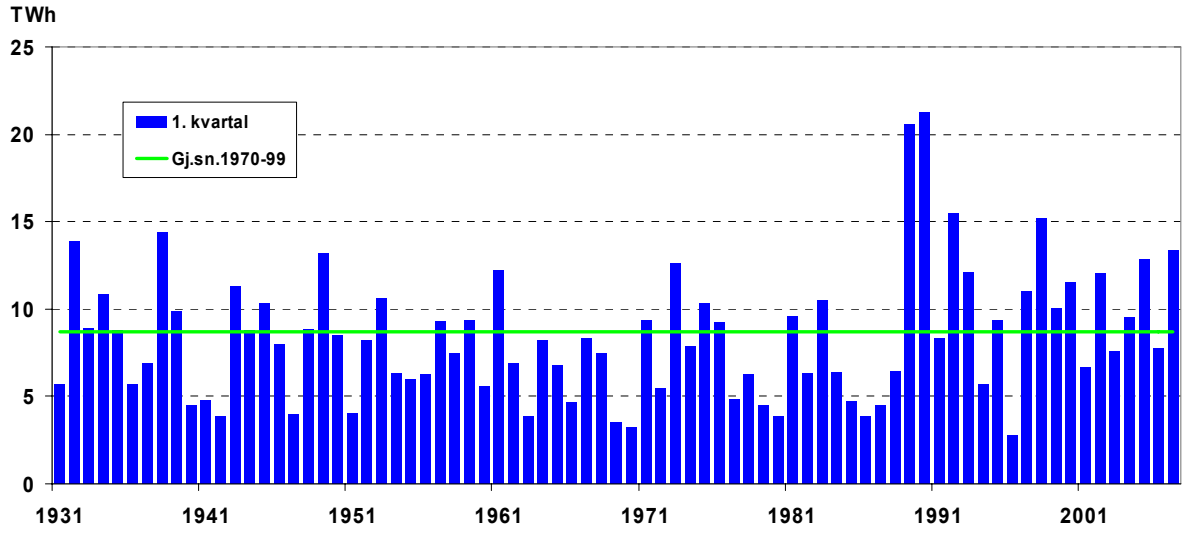
det nyttbare tilsiget 13,3 TWh eller 4,6 TWh mer enn normalt. Tilsiget var 5,6 TWh høyere enn for samme periode i 2006.

Lavt tilsig sommeren 2006 førte til at tilsiget i sum for de siste 12 månedene ble 116 TWh, eller 4 TWh mindre enn normalt.

Resurstilgang TWh	1.kv. 2007	Avvik fra Normalt	Siste 12 måneder	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	13,3	+ 4,6	116	- 4
Nedbør Norge	36	0	129	+ 9
Tilsig Sverige	8,6	+ 3,8	66	+ 4
Snø Norge (prosent av normalt)		Utgangen av 1 kv. 2007 Ca. 110 %		Utgangen av 1 kv. 2006 Ca. 70 %

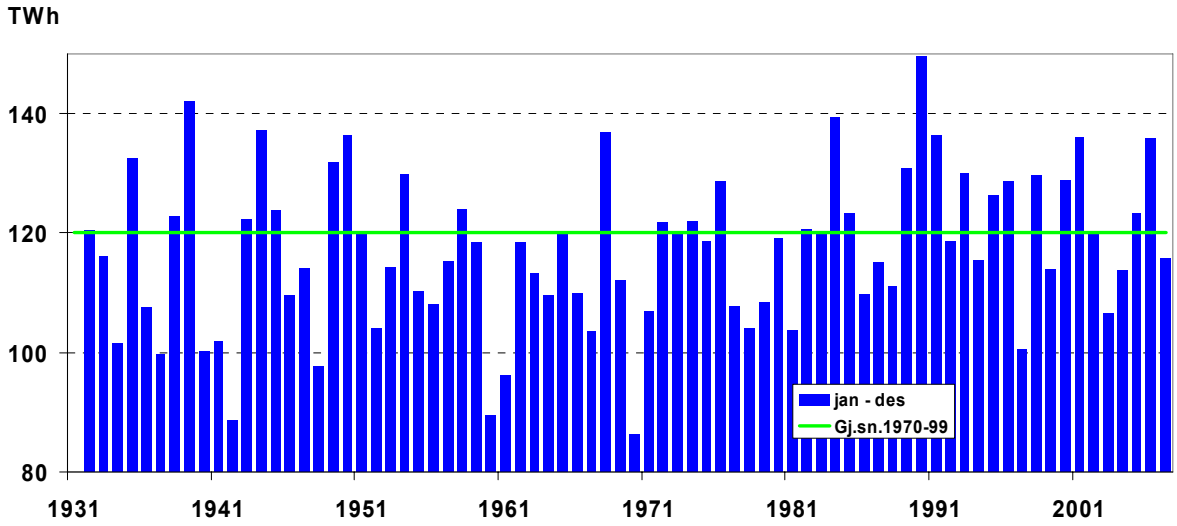
Summert for de siste 24 månedene har tilsiget vært 252 TWh eller 12 TWh mer enn normalt.

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

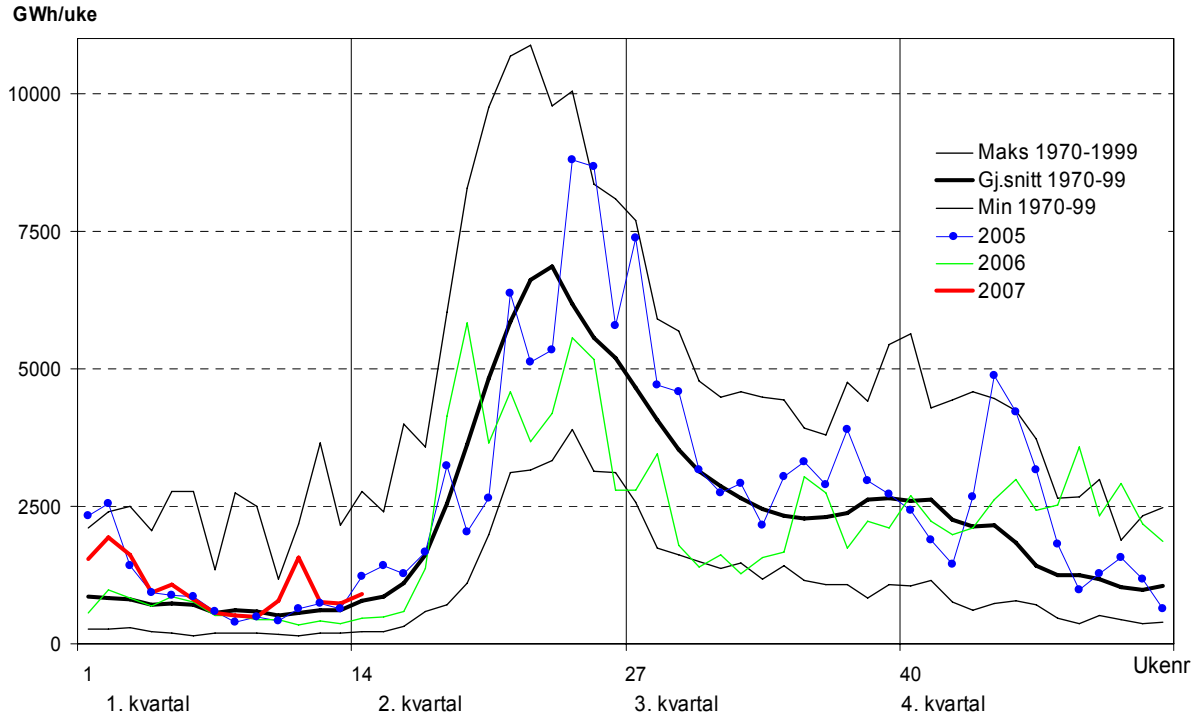


Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.3. Det høye tilsiget i starten av året skyldes at det var svært mildt i både november, desember og i begynnelsen av januar. Det ga mange steder høy grunnvannstand og høyt tilsig til kraftsystemet første del av vinteren. I starten av mars ga nytt mildvær snøsmelting i lavlandet og igjen tilsig over det normale.

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



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

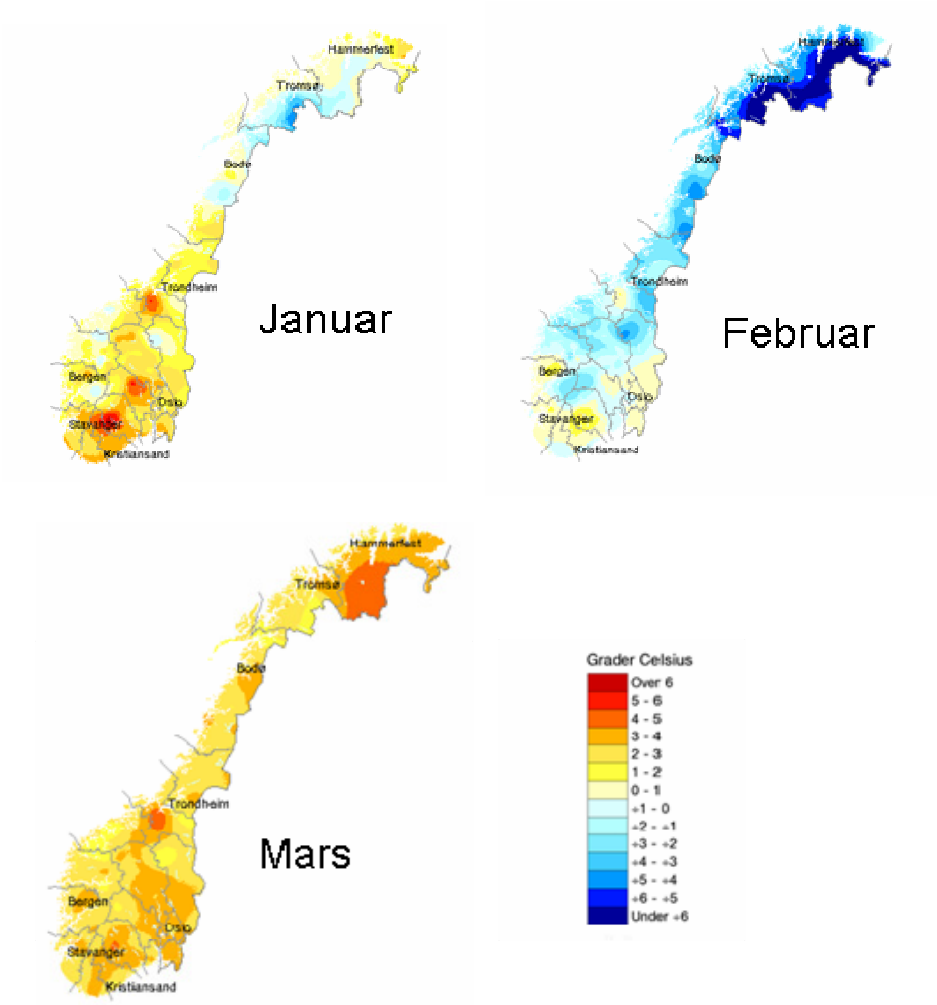


1.1.2 Temperatur

Mildværet fra høsten 2006 fortsatte inn i januar. Selv om det ble kaldere i hele landet fra midten av januar, ble månedstemperaturen for Norge drøyt 2 grader over normalen. I februar var det kaldere enn normalt fra Midt-Norge og nordover, mens det i Sør-Norge var temperaturer omkring det normale. Månedstemperaturen for Norge ble omkring 1

grad under normalen. Mars ble igjen svært mild med en månedstemperatur på drøyt 4 grader over normalen. Det er den varmeste mars som noen gang er registrert for Norge. Forrige rekord var fra 1920.

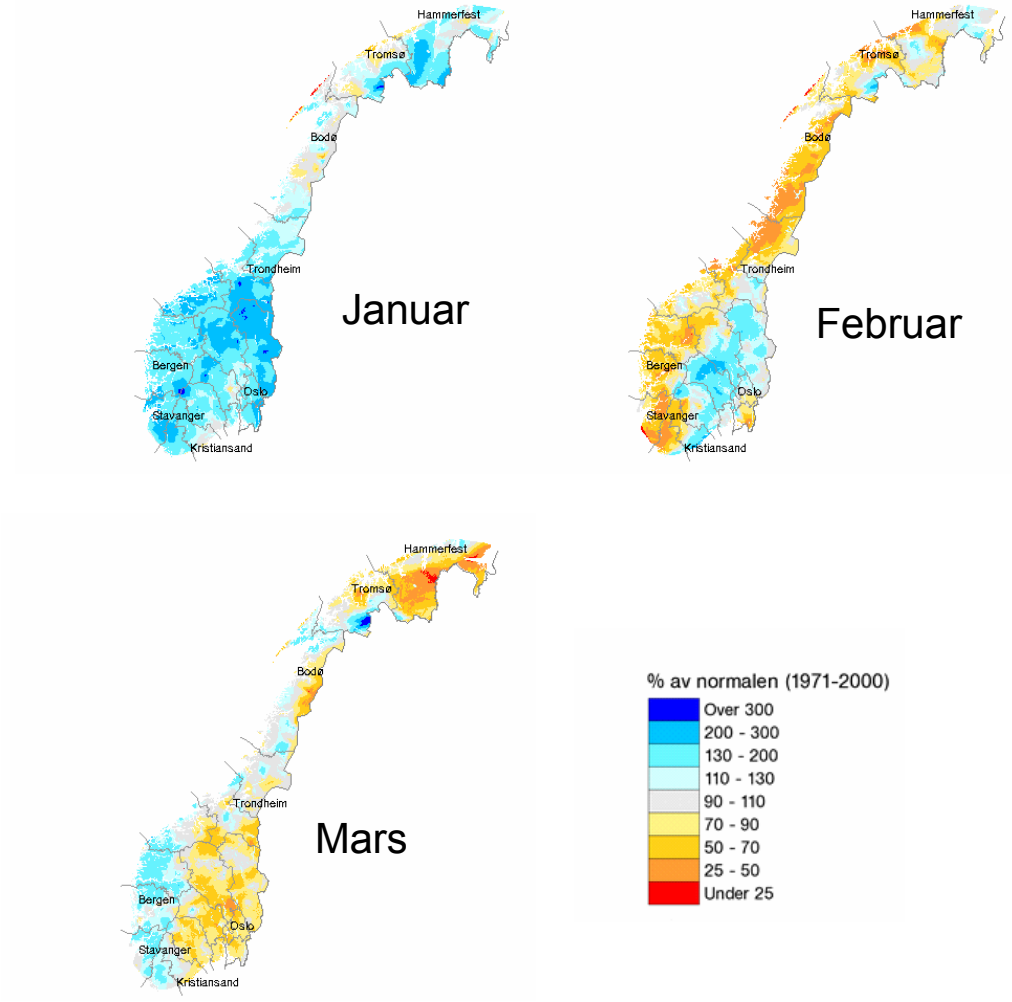
Figur 1.1.4 Temperatur, avvik i ºC fra normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2007
Kilde: NVE og met.no



1.1.3 Nedbør

I første kvartal 2007 kom det ifølge NVEs beregninger, om lag 36 TWh nedbørenergi, og det er som normalt. Det er imidlertid knyttet usikkerhet til slike beregninger. Usikkerheten skyldes en rekke faktorer. For det første har en kun et begrenset antall punktmålinger av nedbør. Ut fra disse beregnes arealverdier for det utvalg av nedbørfelt som vi benytter til beregningene. Sann arealnedbør er ikke kjent. Videre vil det være et større eller mindre avvik mellom sum nedbør i vårt uvalg av felt og hvor mye nedbør som har falt i de ulike kraftverksområdene.

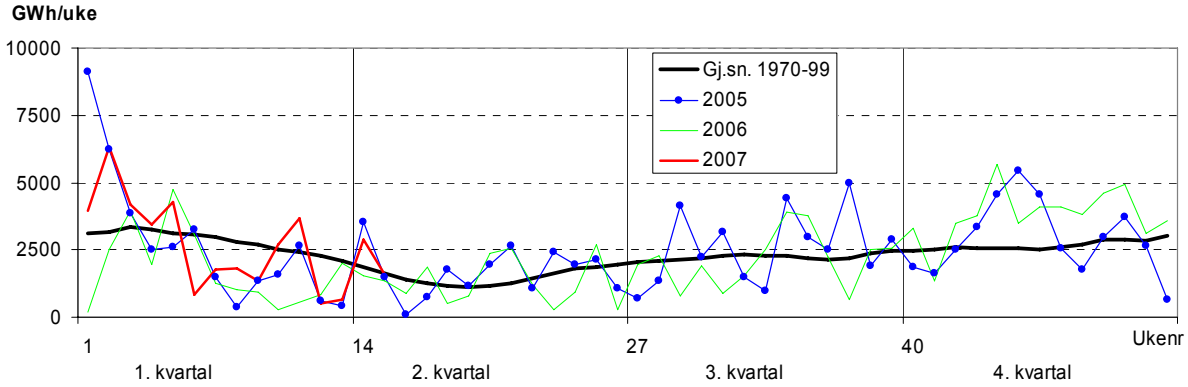
Figur 1.1.5 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i januar, februar og mars
Kilde: NVE og met.no



Ifølge tall fra met.no var januar 2007 den tredje mest nedbørrike januar måned som er registrert for landet som helhet. I februar kom det mindre nedbør enn normalt på store deler av Vestlandet og i Midt- og Nord-Norge. Over store deler av Østlandet og i deler av Finnmark kom det mer nedbør enn normalt. Mars ble fuktigere langs kysten, samtidig som det kom mindre nedbør over Østlandet og i Finnmark.

Summert for de siste 12 månedene har det kommet 130 TWh eller 10 TWh mer nedbørenergi enn normalt. At sum tilsig de siste 12 månedene er vesentlig lavere enn normalt samtidig som sum nedbør er større enn normalt, skyldes blant annet at snømagasinet var vesentlig under normalt ved utgangen av første kvartal 2006, mens det i år er over normalt.

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

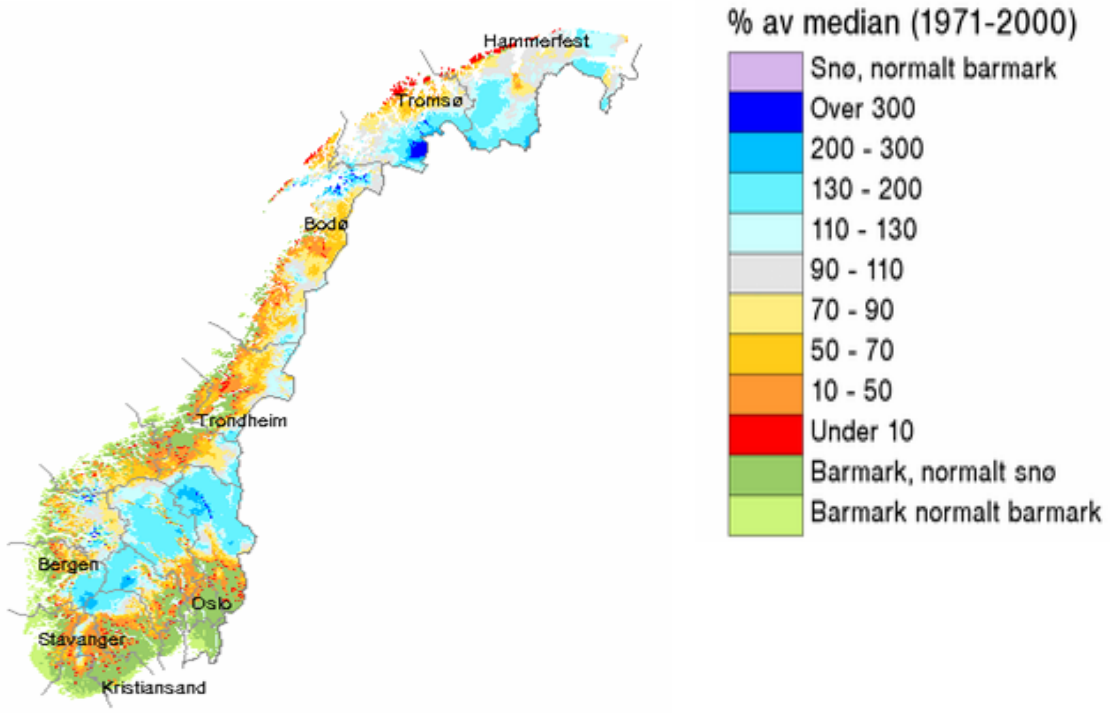


1.1.4 Snø

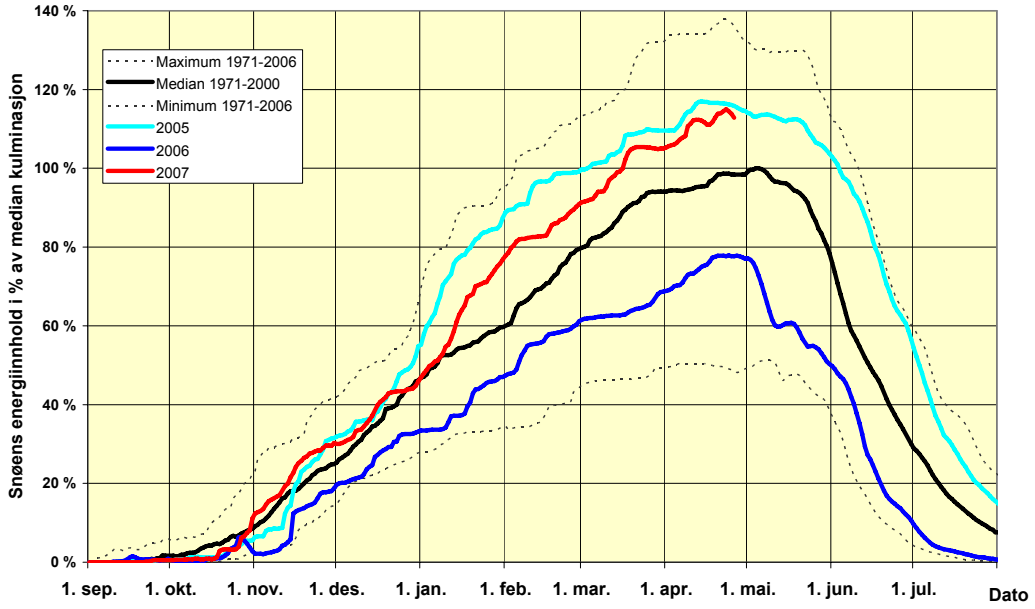
Snøsituasjonen mot slutten av 1. kvartal 2007 er illustrert i figur 1.1.7. En mild og nedbørrik vinter har medført at mye av nedbøren har kommet som regn i stedet for snø i lavlandet. Det er derfor mindre snø enn normalt i mange lavereliggende områder. I store deler av høyfjellet i Sør-Norge og på indre strøk av Troms og Finnmark, var det derimot ved utgangen av kvartalet vesentlig mer snø enn normalt.

For de norske vannkraftmagasinene gir snøkartet pr. 22. april, eller noe ut i 2. kvartal, mellom 110 og 120 prosent av normale snømengder for årstiden. Utviklingen av snømagasinet gjennom vinteren er vist i figur 1.1.8. En ser av figuren at det i år er langt mer snø enn i fjor, da snømengdene var omkring 30 prosent under normalen. Basert på informasjonen i snøkartet, er årets snømagasin om lag på samme nivå som våren 2005.

Figur 1.1.7 Snømengde pr. 31. mars 2007 i prosent av median for perioden 1971 -2000. Kilde: NVE og met.no



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



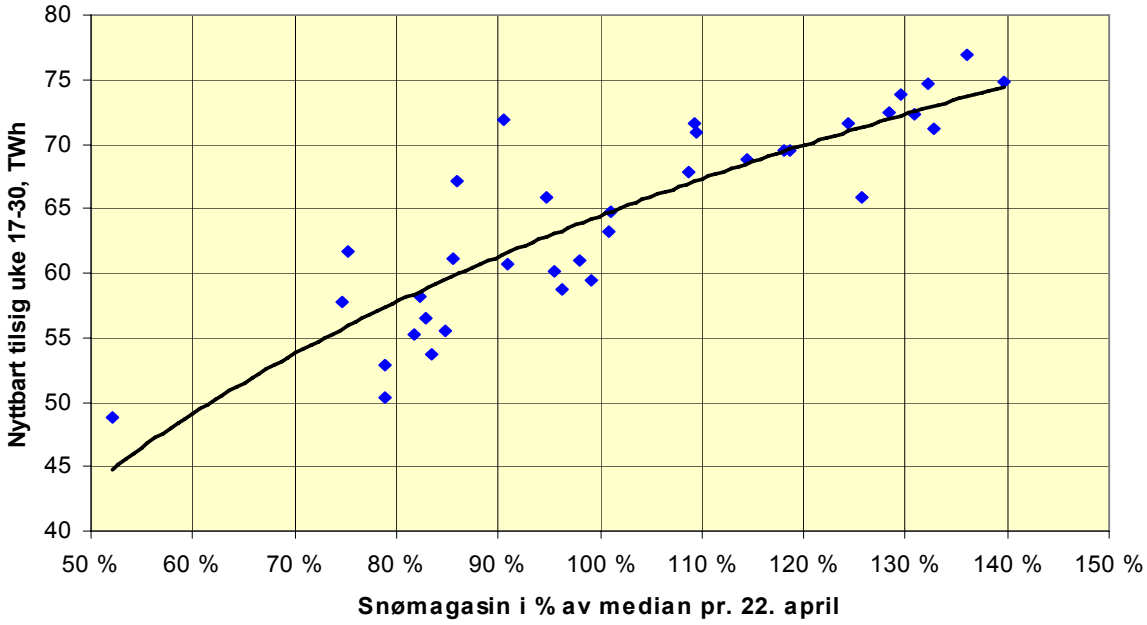
1.1.5 Forventet tilsig våren/sommeren 2007

En viktig parameter for å vurdere tilsiget til kraftmagasinene gjennom våren og sommeren er størrelsen på snømagasinet ved starten av smeltesesongen. Det er utført en korrelasjonsanalyse mellom snømagasinet pr. 22. april og nyttbart tilsig for uke 17 til og med uke 30 for alle år fra 1971 til 2006. Analysen gir en korrelasjonskoeffisient på 0,76. Det er altså en rimelig god sammenheng mellom beregnet snømagasin mot slutten av april og beregnet nyttbart tilsig fra slutten av april og ut smeltesesongen (slutten av juli).

For uke 17 til 30 er midlere nyttbart tilsig 64 TWh. Basert på korrelasjonsanalysen over, kan vi i årets smeltesesong forvente et tilsig som er omkring 5 TWh større enn normalt.

Det er også andre faktorer som påvirker tilsiget fremover, som markfuktighet og grunnvannstand. I grove trekk er disse nå omtrent som normalt i de deler av landet som har størst betydning for tilsiget til kraftsystemet. Værutviklingen videre utover våren og sommeren er og av stor betydning. En tørr og varm sommer, vil kunne føre til at det nyttbare tilsiget blir i størrelsesorden 5 TWh mindre enn normalt. En svært fuktig sommer vil kunne gi et energitilsig som er omkring 15 TWh større enn normalt, men da må vi forvente at en del av dette vil ”forsvinne” i flomtap, slik at det nyttbar tilsiget blir noe mindre.

Figur 1.1.9 Snømagasin i prosent av median pr. 22. april mot sum nyttbart tilsig uke 17 til 30 for årene 1971 til 2006. Kilde: NVE

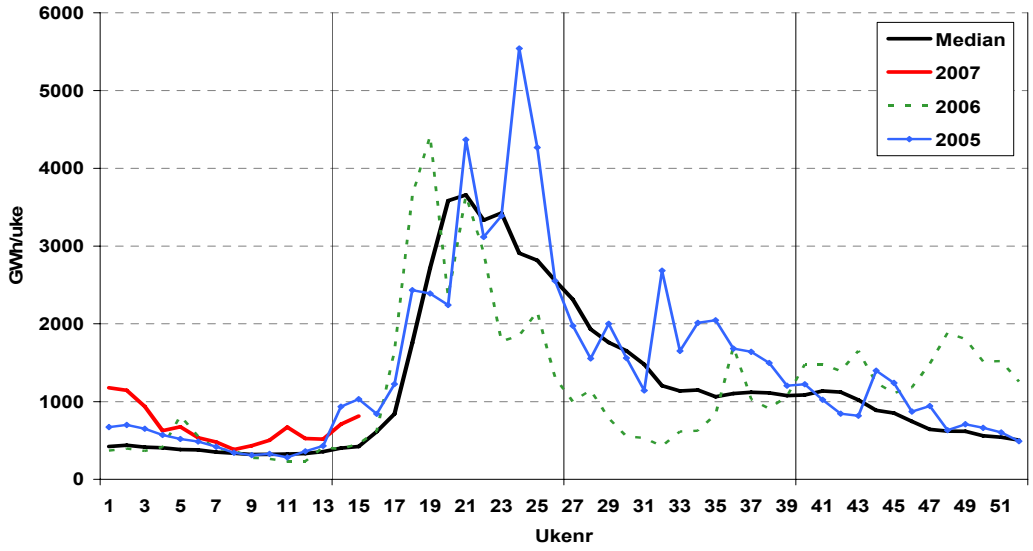


1.1.6 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 8,6 TWh i første kvartal 2007. Det er 3,8 TWh mer enn normalt og 3,5 TWh mer enn i samme periode i 2006.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 66,0 TWh. Det er nesten 4 TWh mer enn normalt og 7,5 TWh mindre enn i tilsvarende periode ett år tidligere. De siste 24 månedene har tilsiget vært i underkant av 140 TWh. Det er 15 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.10 Tilsig i Sverige i 2005, 2006 og 2007. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi



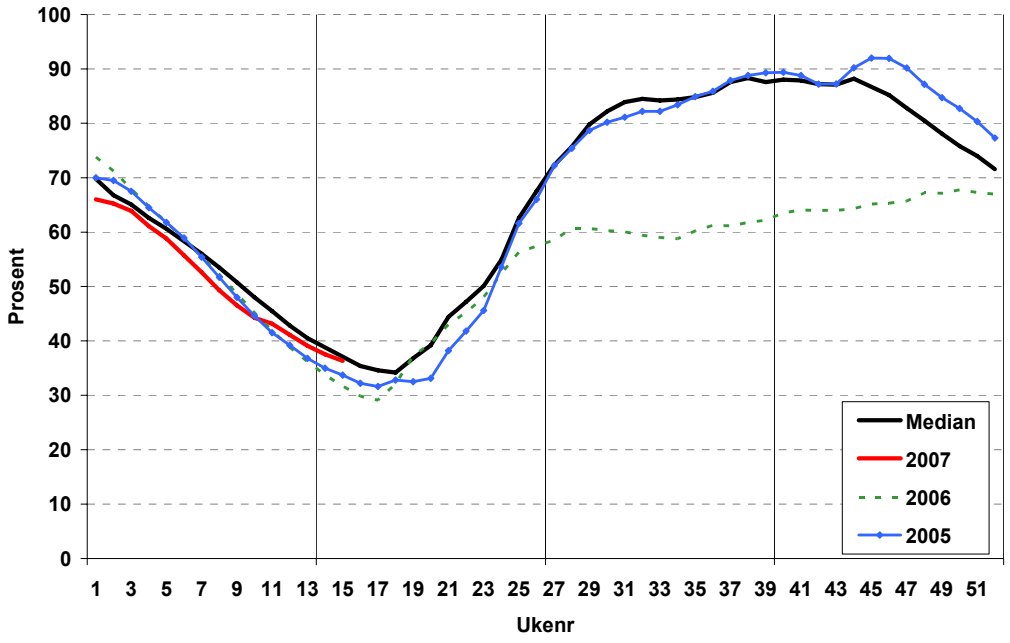
1.2 Magasinutviklingen

1.2.1 Utviklingen i de norske vannmagasinene

Året startet med fyllingsgrader noe under det normale[1] for årstiden og godt under fjorårets nivå. Lav produksjon og en mild værtype med tilsig over det normale, spesielt i januar og mars, førte til nær normal tapping av magasinene frem mot våren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 39,1 prosent. Det er 1,4 prosentpoeng lavere enn medianverdien og 2,9 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2006. Ved utgangen av første kvartal var det 2,4 TWh mer energi i de norske vannmagasinene enn ved utgangen av samme kvartal i 2006.

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 1. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2007	2006	Median	
Norge	39,1	36,2	40,5	84,3
Sverige	27,2	24,2	27,8	33,8
Finland	39,5	29,3	32,9	5,5

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

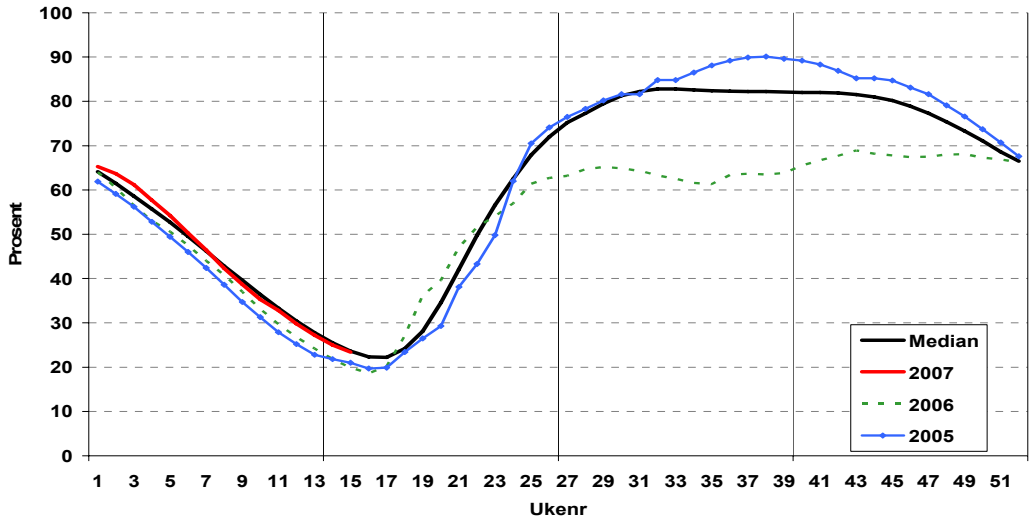


[1] Median for perioden 1990-2005

1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

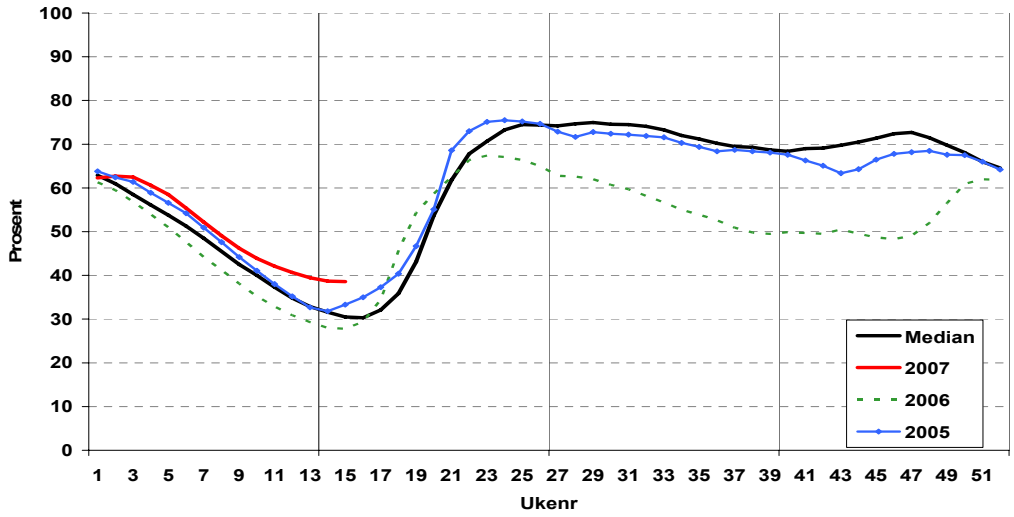
I Sverige startet 2007 med magasinfylling litt over medianverdien[2] og litt over fjorårets nivå. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 27,2 prosent. Det er 0,6 prosentpoeng lavere enn medianverdien på samme tid. Fyllingen ved utgangen av første kvartal 2007 var 3,0 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2006. Det tilsvarer en energimengde på 1,0 TWh.

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



I Finland startet 2007 med magasinfylling litt under medianverdien, men litt over fjorårets nivå. Medianverdien ble passert i begynnelsen av januar, og resten av vinteren økte avstanden til medianen. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 39,5 prosent. Det er 6,6 prosentpoeng høyere enn medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av kvartalet var 10,2 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2006, og det tilsvarer en energimengde på 0,6 TWh.

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



[2] Middelverdier for perioden 1950-2004.

I sum er det dermed lagret 1,6 TWh mer energi i svenske og finske vannmagasiner enn ved utgangen av første kvartal i fjor. Den lagrede vannmengden i Norden var ved utgangen av første kvartal i år 44,3 TWh, eller 4,0 TWh mer enn til samme tid i 2006. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

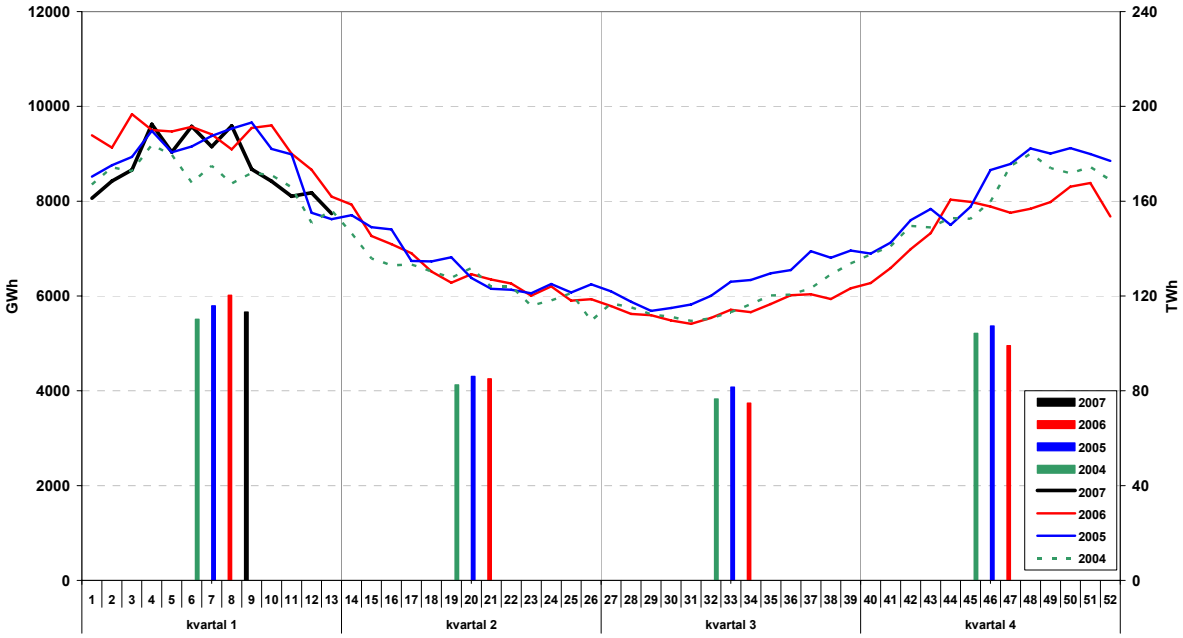
1.3 Produksjon, forbruk og utenlandshandel

1.3.1 Nordisk kraftproduksjon

Den nordiske kraftproduksjonen har vært 113,3 TWh i første kvartal 2007. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i 2006 er det en nedgang på 6 prosent. Årsaken til nedgangen skyldes stort sett lavere vannkraftproduksjon i Norge og redusert kjernekraftproduksjon i Sverige. I tillegg har produksjonen fra varmekraftverk i Danmark vært lavere enn det som ble observert i første kvartal i 2006. Med unntak av noen få uker midt i kvartalet, da det ble kjøligere i Norden, har den totale kraftproduksjonen vært betydelig lavere enn i samme kvartal i de to foregående årene. I de siste 52 ukene (uke 14, 2006 – uke 13, 2007) har det vært en samlet nordisk kraftproduksjon på 372,2 TWh. I forhold til foregående 52 ukers periode er det en nedgang på 22,9 TWh, eller 6 prosent. Lavere kraftproduksjon i Norge og Sverige har blitt delvis kompensert gjennom økt produksjon fra varmekraftverk i Danmark og Finland. I Norge og Sverige har det vært en samlet nedgang fra foregående 52 ukers periode på 38,1 TWh, mens produksjonen i Danmark og Finland har økt med 15,2 TWh. Kombinasjonen av fallende kostnader ved varmekraftproduksjon og mindre vann i magasinene gjennom store deler av fjoråret har vært hovedårsaken til denne endringen.

Produksjon (TWh)	1. kv. 2007	Endring fra 1. kv. 2006	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	36	- 13 %	115	- 16 %
Sverige	43	- 1 %	138	- 10 %
Finland	22	0 %	78	15 %
Danmark	11	- 10 %	41	15 %
Norden	113	- 6 %	372	- 6 %

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



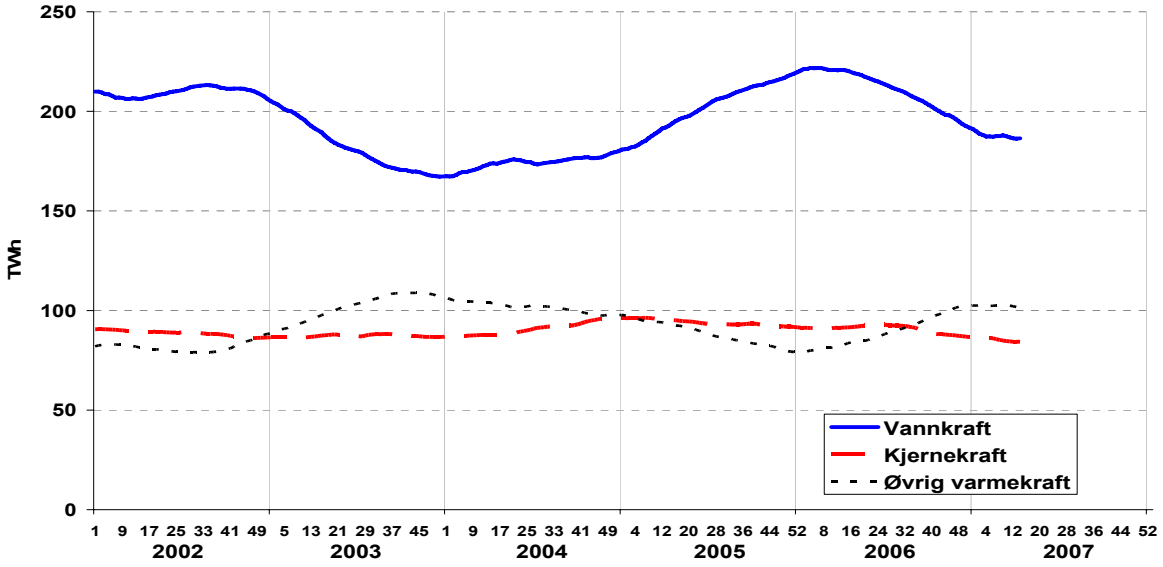
Flere av de svenske kjernekraftverkene har vært ute av drift gjennom deler av første kvartal på grunn av tekniske feil ved anleggene. Dette har bidratt til at den nordiske kjernekraftproduksjonen har vært relativt lav. Totalt var det en samlet kjernekraftproduksjon på 23,1 TWh. Sammenlignet med samme kvartal i de to foregående årene er det en nedgang på henholdsvis 2,2 TW (fra 2006) og 2,1 TWh (fra 2005). Kjernekraftverkene i Norden har i løpet av de siste 52 ukene kun produsert 84,3 TWh, noe som er en nedgang på 7,2 TWh fra foregående 52 ukers periode.

Den nordiske vannkraftproduksjonen har vært lav i starten og mot slutten av kvartalet. I midten av kvartalet bidro økt vannkraftproduksjon til å dekke økt nordisk kraftetterspørsel som følge av kjøligere vær. Totalt har den nordiske vannkraftproduksjonen i første kvartal vært 60,8 TWh. Det er en reduksjon fra tilsvarende kvartal i fjor med 3,6 TWh, selv om vannressursene (magasinert vann og snø i fjellet) gjennom første kvartal har vært bedre enn ett år tidligere. Kostnadene som de termiske kraftverkene i Norden står overfor i sin løpende produksjonsbeslutning er i hovedsak knyttet til kostnadene til brenselet som benyttes i produksjonen, frakten av denne og utslippskvoter. Prisen på kvoter for utslipp av CO_2 i 2007 har falt utover i første kvartal, ettersom det er et overskudd av kvoter i markedet. Terminkontraktene for CO_2 kvoter i 2008 har imidlertid hatt vesentlig mindre prisfall, slik at prisdifferansen på utslipp mellom disse årene har økt. Dette har medført at prisene i det finansielle kraftmarkedet er høyere i 2008 enn i 2007. Det gir vannkraftprodusentene et incentiv til å lagre mer vann til 2008, enn om terminprisene var like.

Produksjonen fra de øvrige kraftverkene i Norden falt med 1,2 TWh fra første kvartal i fjor, og endte på 29,4 TWh i første kvartal 2007. Til tross for at produksjonen fra disse verkene har vært lavere enn i det samme kvartalet i fjor, har den dekket en større andel av den totale kraftetterspørselen i Norden. Fallende kvote- og gasspriser har bidratt til at

produksjonskostnadene for en del kraftverk har blitt redusert, og det har gjort det mer lønnsomt å produsere. I Danmark har økt vindkraftkapasitet og mer vind også bidratt til økt produksjon.

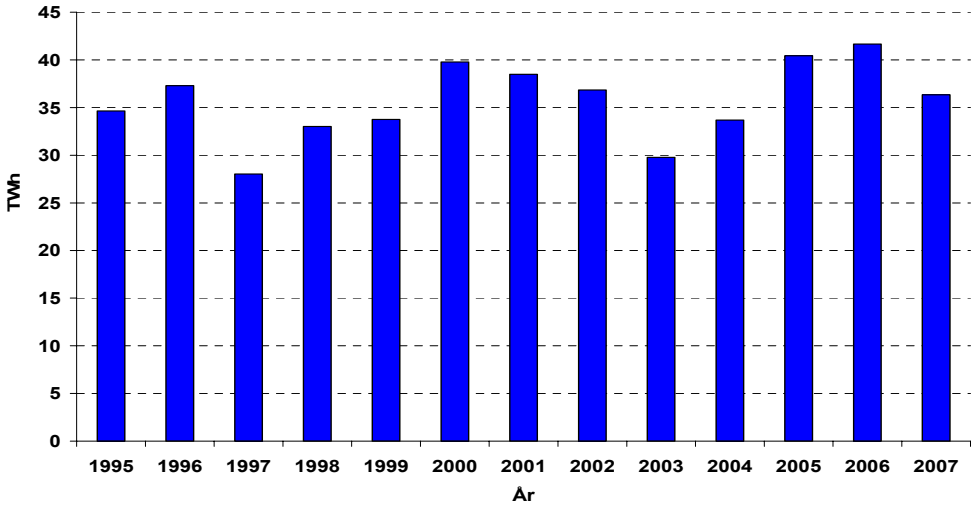
Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2002 – 2007, sum for de siste 52 uker, TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.1.1 Norge – sterk nedgang i produksjonen

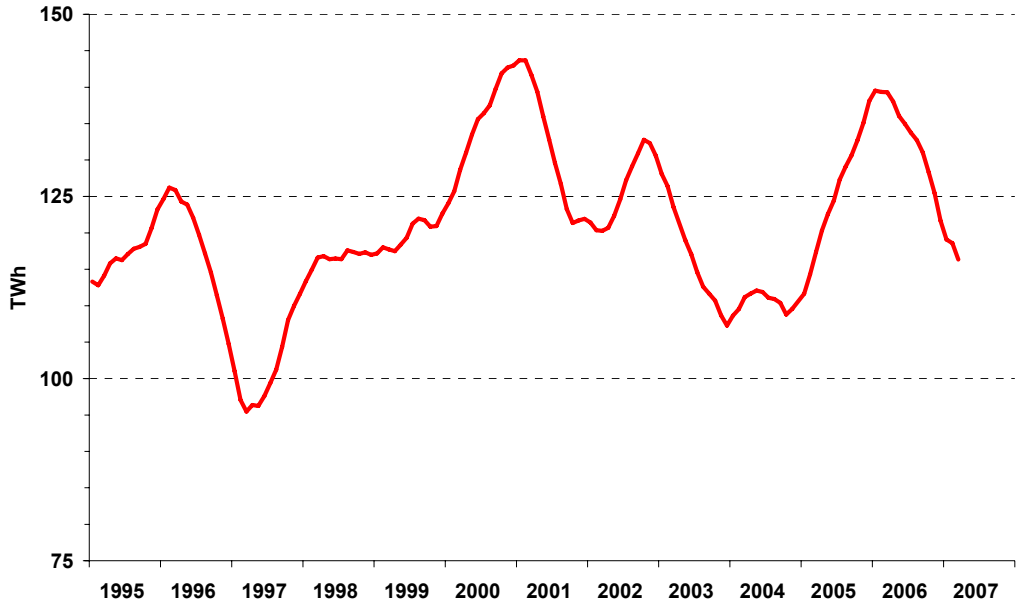
Elektrisitetsproduksjonen i Norge i første kvartal 2007 var 36,3 TWh som er den laveste produksjonen i første kvartal siden 2004. I forhold til produksjonen i første kvartal 2006 på 41,7 TWh er det en nedgang på 12,8 prosent.

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



De siste 12 månedene er det produsert 116,4 TWh mot 139,3 TWh i tilsvarende periode ett år før. Det er en nedgang på 16,5 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed over 6 TWh lavere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til 122,7 TWh. Det var først og fremst lavt tilsig sommeren og høsten 2006, samt mildt vær med lavt forbruk som førte til den lave kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

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



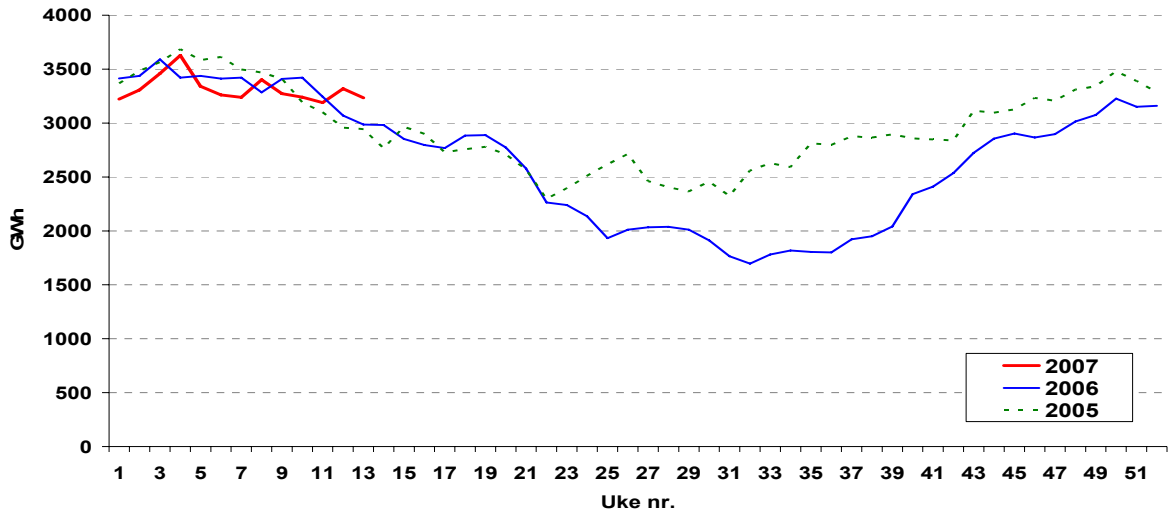
Figuren viser at den norske kraftproduksjonen i stor grad varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996/97 og 2002/03 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004.

1.3.1.2 Sverige

I første kvartal har det blitt produsert 43,1 TWh elektrisk energi i Sverige. Det er en nedgang på 0,5 TWh fra samme kvartal i fjor. I år har tekniske feil ved flere av de svenske kjernekraftreaktorene bidratt til at den samlede utnyttelsen av de svenske kjernekraftverkene har vært 86 prosent (17,2 TWh). I første kvartal i fjor var utnyttelsen 97 prosent (19,4 TWh). Også i fjor sommer/høst medførte feil ved kjernekraftverk redusert kraftproduksjon i Sverige.

De siste 52 ukene har kraftproduksjonen i Sverige vært 138,0 TWh, noe som er en reduksjon på 15,3 TWh, eller 10 prosent fra foregående 52-ukers periode. I første kvartal har den svenske vannkraftproduksjonen økt sammenlignet med første kvartal i fjor. Samtidig har det nye gasskraftverket Rya (260 MW) ved Gøteborg startet opp driften. Gjennom første kvartal har vannkraft utgjort 49 prosent, kjernekraft 40 prosent og andre kraftverk 11 prosent av totalproduksjonen i Sverige.

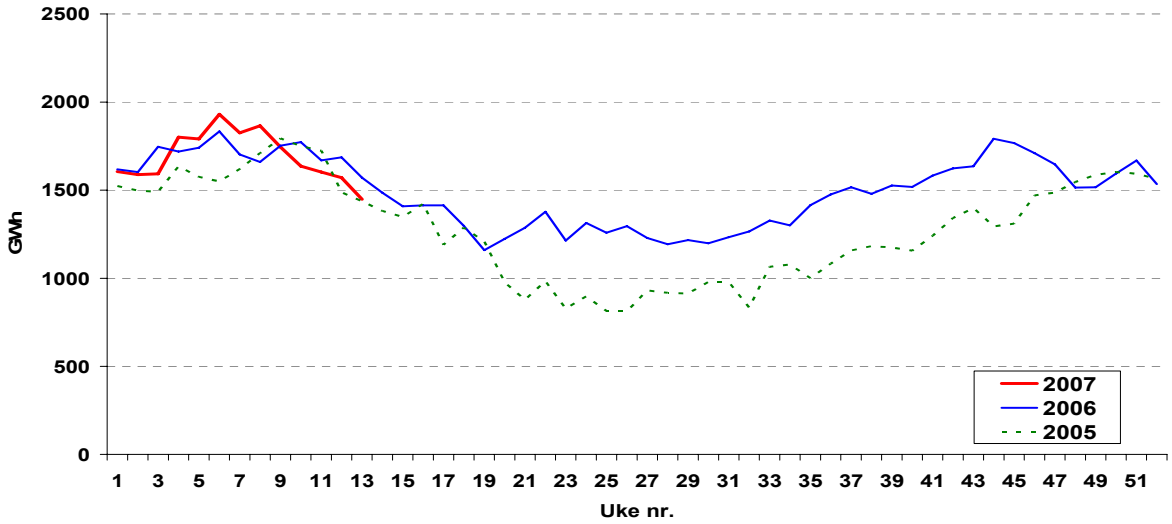
Figur 1.3.5 Svensk produksjon, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.1.3 Finland

I Finland har kraftproduksjonen i første kvartal 2007 vært 22,0 TWh, eller omtrent uendret fra samme kvartal året før. Kraftproduksjonen kommer i hovedsak fra termiske kraftverk, som i dette kvartalet har hatt relativt lave produksjonskostnader på grunn av lave kvotepriser. Oppstarten av den nye kabelen mot Estland i januar har også ført til økt krafttilbud i Finland, og det kan ha medvirket til å konkurrere ut mer kostbare kraftverk i Finland. De fire kjernekraftverkene i Finland har vært nær fullt utnyttet i dette kvartalet, med en produksjon på 5,9 TWh. Produksjonen fra vannkraftverk har vært 3,5 TWh, mens det fra andre kraftverk, som i hovedsak er kombinerte kraftvarmeverk og konvensjonelle kraftverk, har blitt produsert 12,6 TWh. De siste 52 ukene har den finske kraftproduksjonen vært 77,6 TWh. Det er en økning på 15 prosent fra foregående 52-ukers periode. Økningen skyldes i hovedsak god ressurstilgang for vannkraftproduksjonen i Norge og Sverige gjennom store deler av 2005 og lav etterspørsel i Finland på forsommeren 2005 i forbindelse med arbeidskonflikt i den finske papirindustrien.

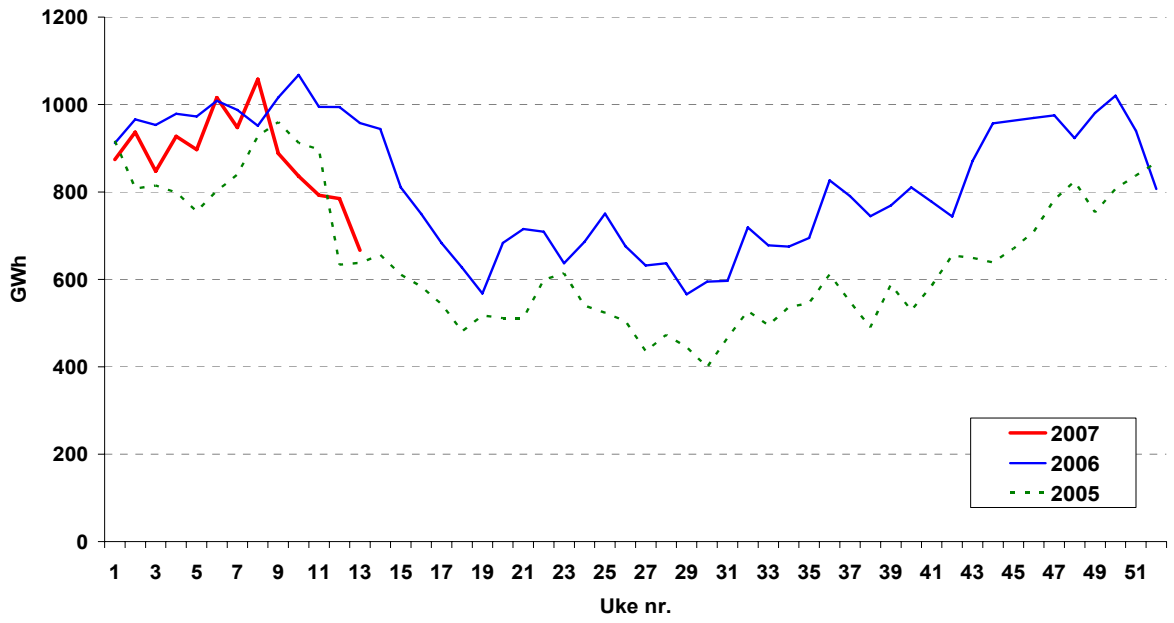
Figur 1.3.6 Finsk produksjon, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



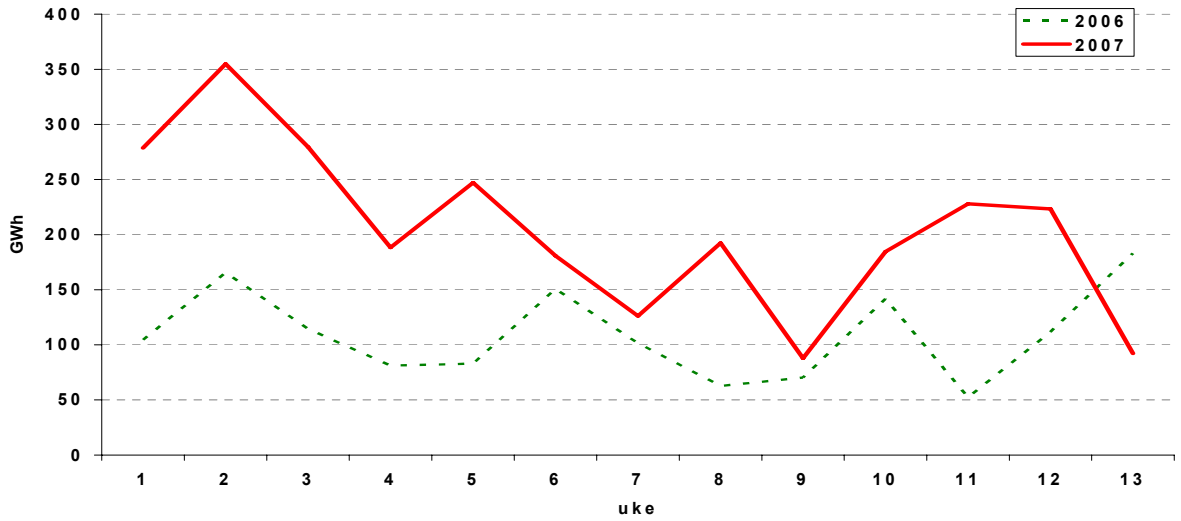
1.3.1.4 Danmark

Til tross for at det i Danmark har vært en sterk økning i vindkraftproduksjonen, har totalproduksjonen falt sammenlignet med første kvartal i fjor. Spesielt i mars har den danske kraftproduksjonen avtatt. I motsetning til i fjor, da det var kjøligere vær i Norden også mot slutten av kvartalet har det i år vært mildt. Den danske kraftproduksjonen var 11,5 TWh i første kvartal 2007, mot 12,8 TWh i første kvartal i fjor. Vindkraften sto for nesten 2,7 TWh, eller 23 prosent av totalproduksjonen, mens den ett år tidligere var 1,4 TWh. Produksjonsdata fra Danmark i de siste 52 ukene viser totalt 41,4 TWh. Det er en økning på 15 prosent fra samme periode ett år tidligere.

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



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

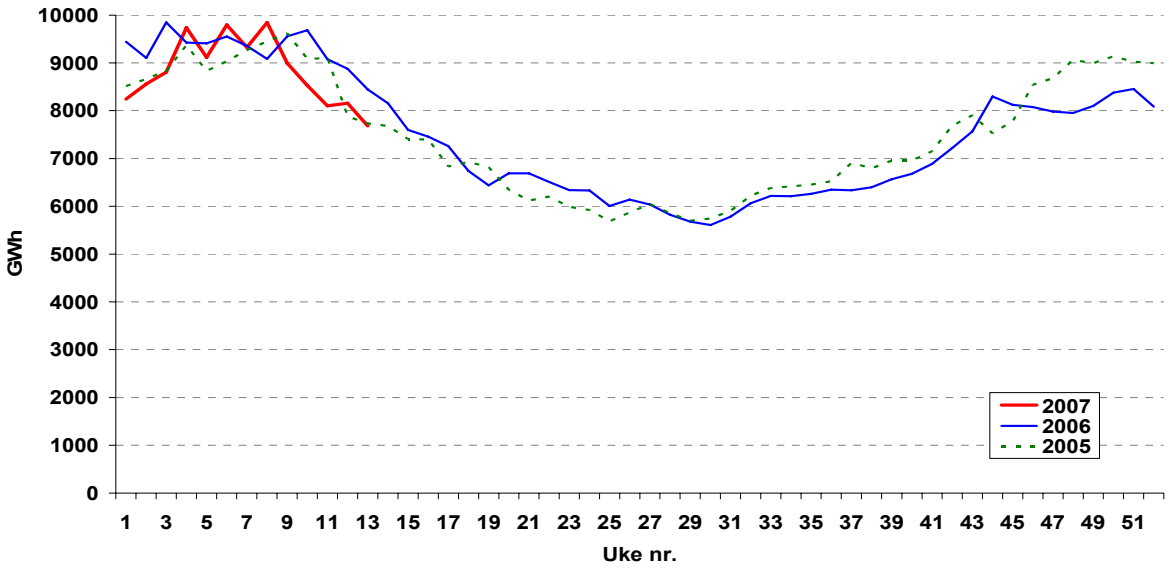


1.3.2 Nordisk kraftforbruk

Forbruk (TWh)	1. kv. 2007	Endring fra 1. kv. 2006	Siste 52 uker	Endring fra foregående 52 uker
Norge	36	- 6 %	119	- 6 %
Sverige	43	- 6 %	142	- 4 %
Finland	26	- 2 %	88	4 %
Danmark	10	- 2 %	36	0 %
Norden	115	- 5 %	384	- 3 %

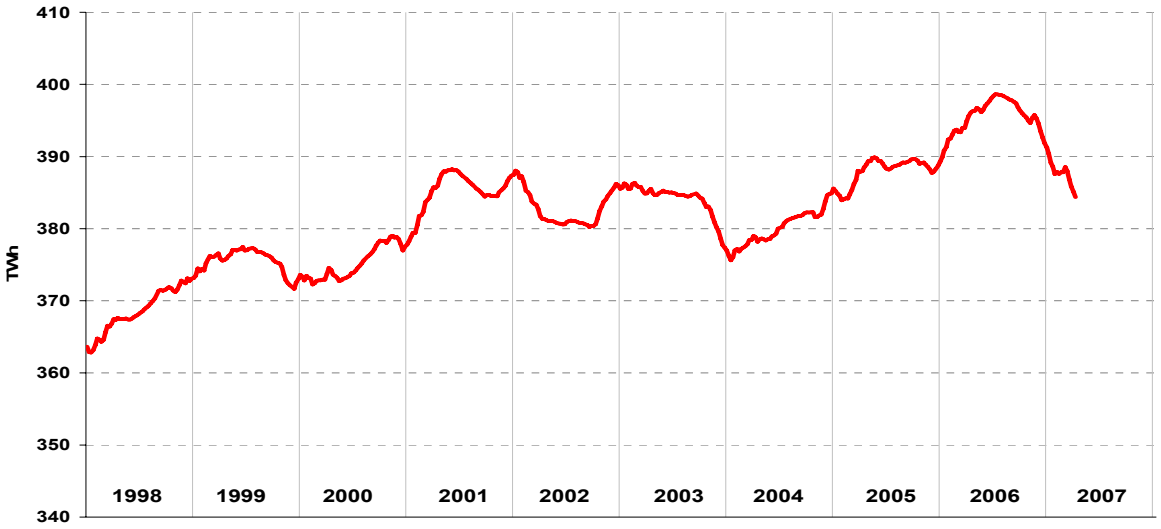
Kraftforbruket i de nordiske landene i første kvartal 2007 har vært lavere enn i tilsvarende kvartal i de to foregående årene. Totalt var forbruket i første kvartal 114,9 TWh, og det er 5 prosent lavere enn i samme kvartal i fjor. Høyere temperaturer enn i fjor i store deler av første kvartal har medvirket til forbruksnedgangen. Gjennomsnittstemperaturen i Oslo, Bergen og Trondheim var henholdsvis 0,2 °C, 4,1 °C og -0,4 °C i første kvartal. I første kvartal i fjor var gjennomsnittstemperaturene i disse byene -2,9 °C, 2,2 °C og -2,0 °C. Observasjoner fra de andre nordiske landene viser at det også her har vært mildere enn i fjor. I uke 4, 6 og 8 var det imidlertid kortere perioder med relativt kaldt vær som bidro til høyt forbruk. Det høyeste ukeforbruket i Norden ble observert i uke 8 med over 9,8 TWh. Prisene ved den nordiske kraftbørsen har i første kvartal 2007 vært 40 prosent lavere enn i samme kvartal i fjor, og høy pris har dermed ikke direkte bidratt til det reduserte forbruket. Empiriske analyser har imidlertid tidligere vist at forbrukstilpasningene skjer med en viss treghet. Det er sannsynlig at det er den kraftige prisoppgangen høsten 2006 som i første kvartal ga en negativ effekt på forbruket.

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



De siste 52 ukene har det vært et samlet nordisk kraftforbruk på 384,4 TWh. Forbruket har dermed avtatt siden sommeren 2006 da forbruket i en sammenhengende 52 ukers periode var over 398 TWh (uke 25 og 26). Nedgangen siden sommeren 2006 skyldes i hovedsak sterk økning i prisene gjennom sommeren 2006 og en mild vinter 2006/2007.

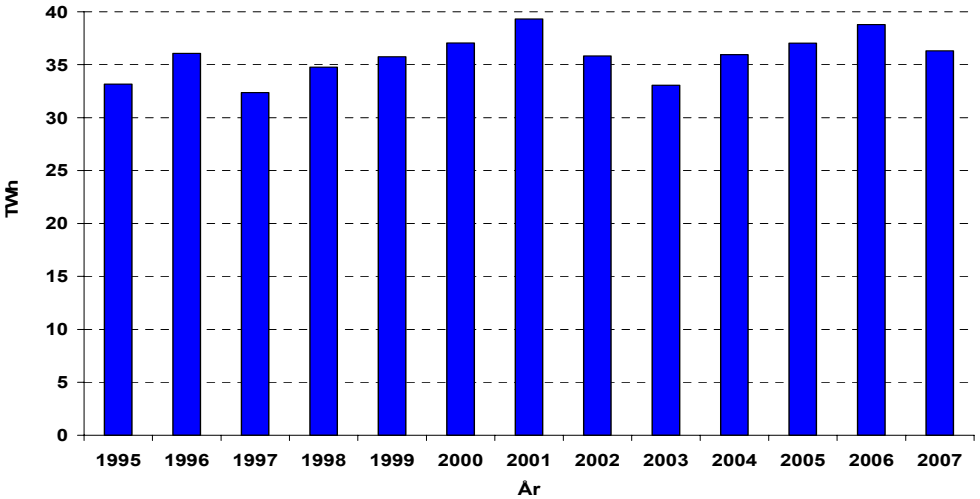
Figur 1.3.10 Nordisk forbruk foregående 52 uker, 1998 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.2.1 Norge – fortsatt nedgang i kraftforbruket

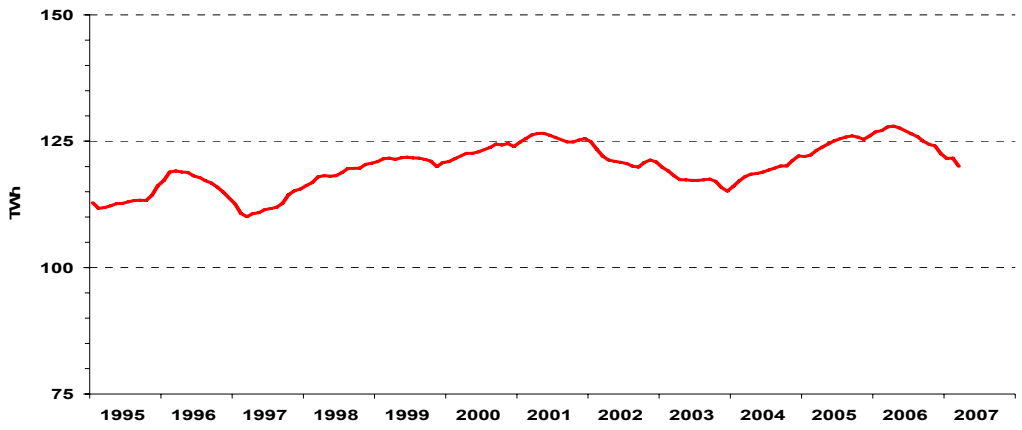
Det norske elektrisitetsforbruket var i første kvartal 36,3 TWh mot 38,8 TWh i samme kvartal i 2006. Det er en nedgang på 6,4 prosent. Hovedårsaken til nedgangen er at første kvartal 2007 var mye varmere enn første kvartal 2006. Vi må tilbake til 2004 for å finne lavere forbruk.

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



I sum for de siste 12 månedene har det norske elektrisitetsforbruket vært 120,0 TWh. Det er en nedgang på 7,8 TWh eller 6,1 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene var nesten 3 TWh lavere enn midlere årsproduksjon.

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



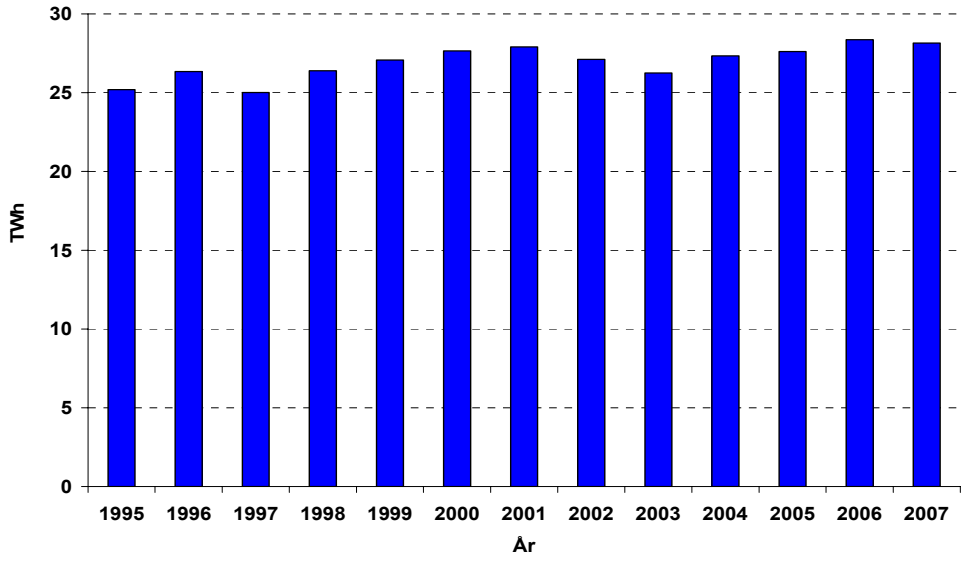
Forbruket har falt siden april 2006 og er på nivå med sum forbruk de siste 12 måneder fra høsten 2004. Hovedårsakene til det lave forbruket er at siste 12-månedersperiode har vært atskillig varmere enn samme periode året før, lavere forbruk i kraftintensiv industri og høye kraftpriser de tre siste kvartalene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

Forbruket i alminnelig forsyning var i første kvartal 26,5 TWh mot 28,6 TWh i tilsvarende kvartal i 2006. Det er en nedgang på 7,2 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en nedgang på 4,6 prosent.

Første kvartal var ikke bare mye varmere enn samme kvartal i 2006, men også en god del varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 28,2 TWh i første kvartal 2007 mot 28,4 TWh i tilsvarende kvartal i 2006, det vil si en nedgang på 0,7 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en nedgang på 0,2 prosent.

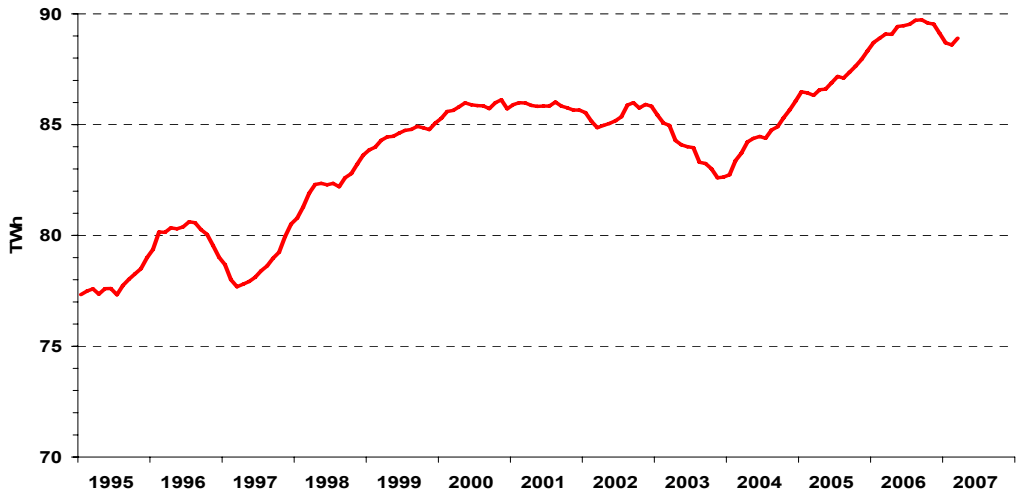
Figur 1.3.13 viser at forbruket i første kvartal har økt jevnt i hele perioden 1997-2001. Deretter gikk forbruket ned i 2002 og 2003, før det igjen fortsatte å stige. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i første kvartal 2007 er det nest høyeste som er blitt registrert i dette kvartalet, litt lavere enn i samme kvartal 2006.

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



Figur 1.3.14 viser at forbruket de siste 12 måneder er i ferd med å ta seg opp etter å ha falt siden august 2006.

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

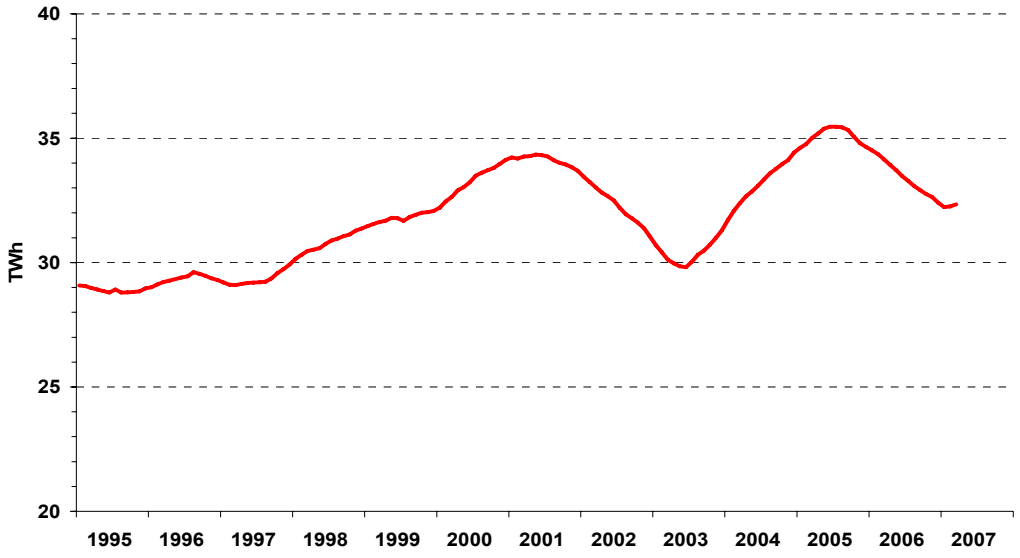


Kraftforbruket i kraftintensiv industri var i sterk vekst fra sommeren 2003 og frem til høsten 2005. Økningen hadde sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i 2003 hadde solgt kraft tilbake til markedet i stedet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

Forbruket i kraftintensiv industri var i første kvartal 0,7 prosent lavere enn i samme periode i 2006.

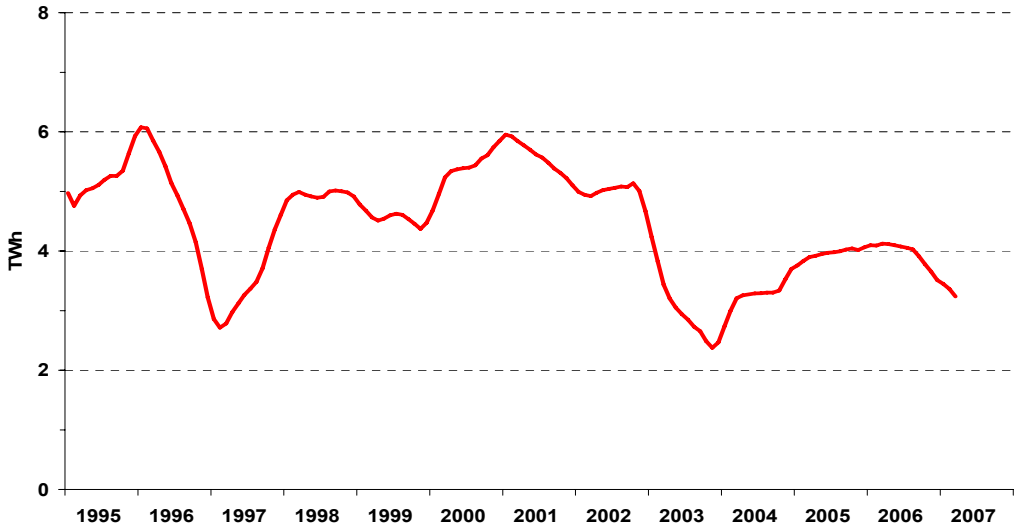
De siste 12 månedene var forbruket i kraftintensiv industri 32,3 TWh referert kraftstasjon. Det er en nedgang på 5,3 prosent fra året før. Det er først og fremst produktgruppene jern, stål og ferrolegeringer som har bidratt til nedgangen.

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



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i første kvartal 18,6 prosent lavere enn i tilsvarende periode i 2006. De siste 12 månedene har forbruket vært 3,2 TWh. Det er 21,5 prosent mindre enn i samme periode ett år tidligere. 12-månedersforbruket er om lag halvparten av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

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



Elektrokjeler benytter ofte olje i stedet for elektrisitet dersom det faller seg lønnsomt. I perioden 1995-2007 har kraftprisene variert betydelig, mens oljeprisen har ligget på et høyt nivå de to siste årene. Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1995-2007 er fra rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser dermed ut til å ha høyere utkoblingspris enn det som er observert i denne perioden.

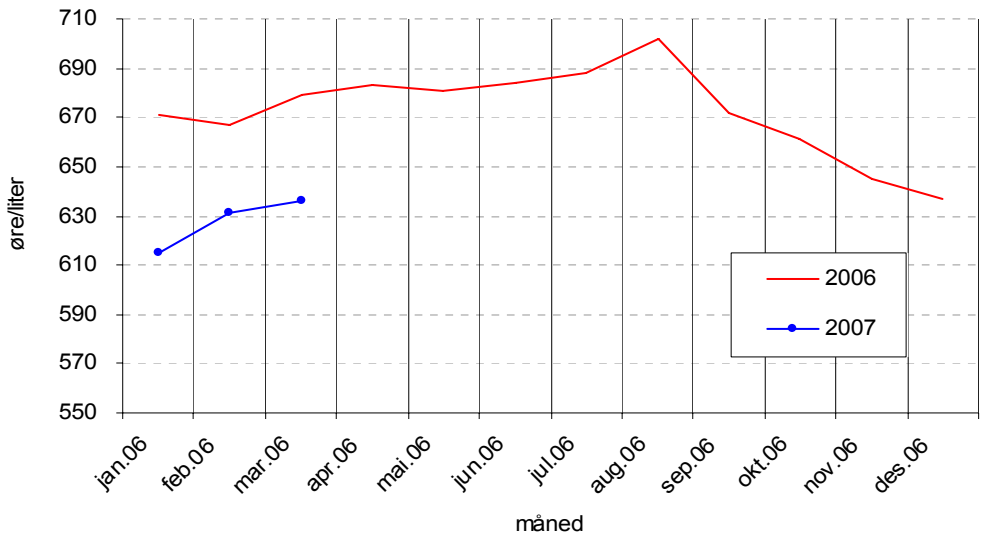
1.3.2.2 Andre energibærere

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

Fyringsoljer

Av petroleumsprodukter til oppvarming i stasjonær sektor benyttes i hovedsak fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin benyttes stort sett i husholdningene. Lett fyringsolje benyttes i flere sektorer, men vi fokuserer her på stasjonære formål; husholdninger/næringsbygg, industri og offentlig virksomhet. Bruken av petroleumsprodukter til oppvarming avhenger i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet fordi mange sluttbrukere har utstyr som tillater veksling til den til enhver tid rimeligste energibæreren. Ikke volumveid gjennomsnittspris på lett fyringsolje har i første kvartal av 2007 vært rundt 6,7 prosent lavere enn for tilsvarende periode i fjor.

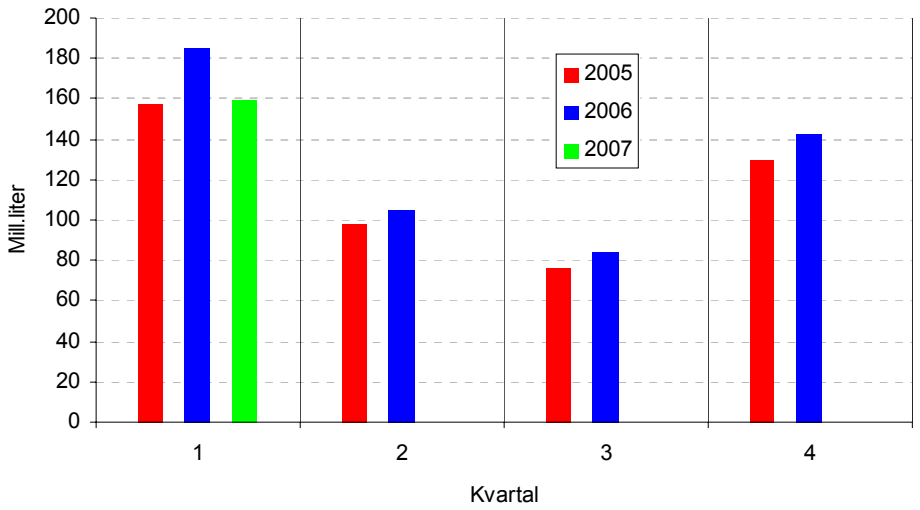
Figur 1.3.17 Pris på lett fyringsolje. Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt



I første kvartal 2007 ble det solgt 159 millioner liter lett fyringsolje til de aktuelle sektorene. Dette er en nedgang på 14 prosent fra første kvartal 2006 og omtrent på nivå

med første kvartal 2005. Nedgangen kan skyldes en lavere spotpris på elektrisitet og høyere temperaturer i første kvartal 2007 sammenlignet med samme periode i fjor. Salget gikk ned i alle stasjonære sektorer.

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



I første kvartal ble det solgt 30 millioner liter fyringsparafin mot 39 millioner liter i første kvartal av både 2005 og 2006. Det er en reduksjon på 23 prosent. Også denne nedgangen må sees i lys av lavere kraftpris og høyere temperaturer i første kvartal 2007.

I løpet av 2006 ble det solgt 517 millioner liter lett fyringsolje. Dette er en økning på 12,2 prosent fra 2005. Salget økte innen alle de aktuelle markedssegmentene. Økningen fra 2005 til 2006 kan ha sammenheng med et høyere relativt prisnivå på elektrisitet til aktuelle sluttbrukere gjennom store deler av 2006 enn i 2005. Første kvartal i 2006 var dessuten vesentlig kaldere enn første kvartal i 2005. Det samlede salget av fyringsparafin på årsbasis var 122 millioner liter både i 2005 og 2006.

Det skjer en stadig endring av energibruken i husholdningene, blant annet gjennom økt bruk av varmepumper. En del husholdninger har skiftet ut sitt utstyr for fyring med olje eller parafin. Dette kan blant annet ses i lys av utviklingen av markedet for luft-til-luft varmepumper samt Enova's tilskuddsordninger med støtte til pelletskaminer og varmepumpeinstallasjoner i husholdningene. En lengre periode med høye oljepriser kan også ha bidratt til at husholdninger har valgt å endre sine oppvarmingssystemer.

Det totale salget av lette fyringsoljer og fyringsparafin tilsvarte i 2006 en teoretisk energimengde på 6,4 TWh. Forutsetter man en virkningsgrad på 0,8 for fyring med lett fyringsolje og 0,75 for fyring med fyringsparafin vil beregnet nyttiggjort energi være 5,1 TWh.

Ved

SSB gjennomfører med bidrag fra bl.a. NVE, kvartalsvise spørreundersøkelser angående årlig vedforbruk i husholdningene. I 2006 var vedforbruket i norske husholdninger nesten 1,4 millioner tonn, hvorav rundt 13 prosent var knyttet til fyring i fritidsboliger. Husholdningenes vedforbruk tilsvarer en teoretisk energimengde på 7,3 TWh. Man antar imidlertid at det kun er halvparten av denne energien som lar seg utnytte. Dette skyldes at mye av veden brennes i gamle ovner og noe brennes i peis. Disse oppvarmingsløsningene har lave virkningsgrader. Nye rentbrennende ovner med høyere virkningsgrad får stadig økt utbredelse. Dette gjør at en økende andel av energien lar seg utnytte.

Tabell 1.3.1 Priser på ved av ulike typer og i ulike kvanta. Kilde: Norsk Ved

Vedpriser* (kr/enhet)	Bjørk	Furu	Annet
Sekk - 60 liter	59	48	53
Sekk - 80 liter	60	45	52
Eurosekk (1000 liter)	657	544	497
Hydrosekk (1500 liter)	895	685	690
Favn (2400 liter)	1692	1297	1341

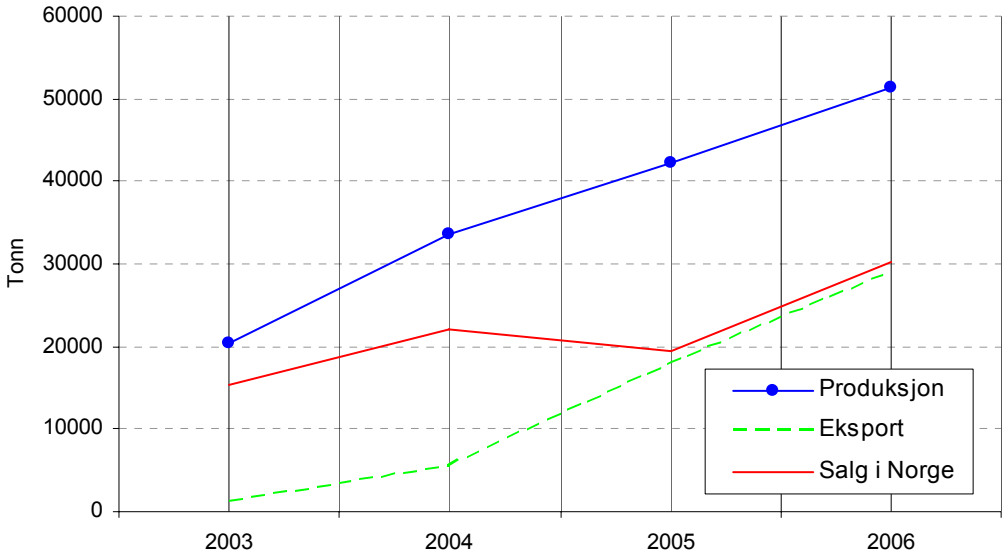
* Volum gir ikke et nøyaktig sammenligningsgrunnlag for energimengde i ved, men er den vanlige måten å måle vedmengder på. Vekt og fuktinnhold er avgjørende for energiinnholdet. Det er dessuten viktig å merke seg at 2400 liter ved i favn gjelder stablet ved, mens ved i euro- og hydrosekk ligger løs.

Bransjeforeningen Norsk Ved gjennomførte en markedsundersøkelse høsten 2006. Gjennomsnittspriser for de ulike vedsortene og kvantaene er gjengitt i tabellen. I følge Norsk Ved oppgir 8 av 10 vedselgere at de ikke økte prisene fra 2005 til 2006. Hvilken pris man oppnår for den varmeenergien som nyttiggjøres avhenger også av virkningsgraden til ovnen man benytter. Moderne vedovner antas å ha en virkningsgrad rundt 0,75, mens gamle ovner antas å ha en virkningsgrad rundt 0,5. Det betyr at man i gamle ovner nyttiggjør seg omtrent halvparten av energiinnholdet i veden. Om bjørkeved anskaffet i 60 liters sekk brennes i en ny, rentbrennende ovn betaler man med de forutsetningene vi har presentert, 0,99 kr/kWh. Benyttes en eldre ovn vil kostnaden være 1,48 kr/kWh. Tilsvarende priser for ved kjøpt i eurosekk er 0,66 kr/kWh i ny ovn og 0,99 kr/kWh i gammel ovn.

Annen bioenergi

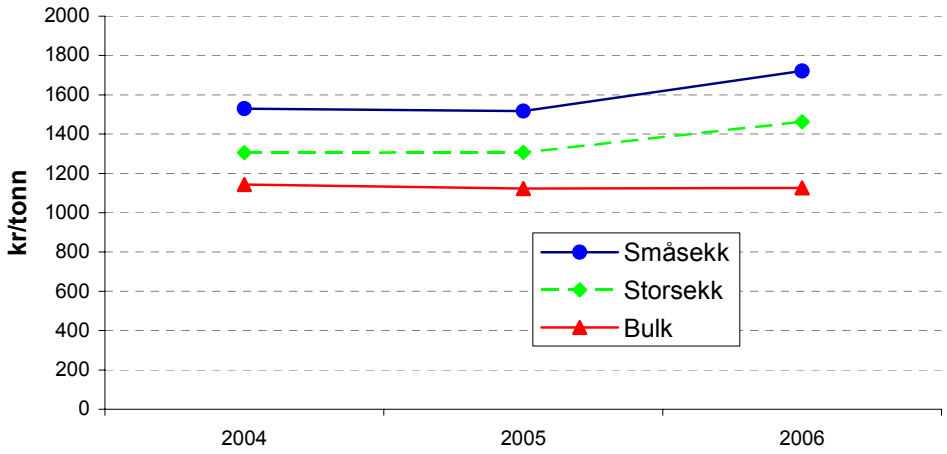
Det norske pelletsmarkedet er preget av at produksjonen er langt høyere enn etterspørselen. På det internasjonale markedet er imidlertid situasjonen annerledes, og høy etterspørsel har medført at pelletsprisen har økt i løpet av 2006. Om lag halvparten av produksjonen i Norge går derfor til eksport. Den samlede produksjonen av pellets i Norge var i henhold til Norsk Bioenergiforening (Nobio) 51300 tonn i 2006, en økning på 21,3 prosent fra 2005. Innenlandsk salg av pellets økte med 55 prosent i samme tidsrom fra 19500 tonn til 30200 tonn.

Figur 1.3.19 Utvikling i salget av pellets. Kilde: Norsk Bioenergiforening, NoBio



Pelletsprisene i figuren er hentet fra NoBio og gjelder pellets opplastet ved fabrikk. Prisene er således eksklusive merverdiavgift, leverandør- og transporttillegg. Enova har i 2007 publisert en rapport utarbeidet av Trøndelag Forskning og Utvikling. Rapporten omhandler pelletsbruk i husholdningene. I henhold til denne rapporten var husholdningenes gjennomsnittlige pelletspris i fyringssesongen 2005/2006 på NOK 2,17 per kg inkludert MVA og frakt. Gitt en gjennomsnittlig virkningsgrad på 0,80 ved oppvarming med pellets gir det en effektiv energipris på 0,58 kr/kWh. Det var en markant økning i pelletsprisene fra 2005 til 2006. Denne økningen skyldtes i stor grad økt etterspørsel i det internasjonale markedet.

Figur 1.3.20 Utvikling i pelletspriser, 2004-2006. Kilde: Norsk Bioenergiforening



Det ble i 2006 produsert 42200 tonn briketter i Norge, en økning på 12 prosent fra 2005. Av dette ble 34100 tonn solgt innenlands. Briketter selges hovedsaklig som bulk. Et tonn pellets i bulk hentet ved fabrikk kostet i 2006 NOK 707 mot NOK 678 i 2005. Prisene er ikke medregnet merverdiavgift.

Samlet produksjon av pellets og briketter i Norge har et teoretisk energiinnhold i størrelsesorden 0,45 TWh. For den delen av produksjonen som selges innenlands vil teoretisk energiinnhold være rundt 0,31 TWh. Gitt en gjennomsnittlig totalvirkningsgrad på 0,75 vil nyttiggjort energi av dette tilsvare 0,23 TWh.

I tillegg til ved, pellets og briketter benyttes også flis. NoBio arbeider med statistikk for bruk av flis, men har ikke publisert dette. Imidlertid finnes anslag på prisnivå for ulike flistyper i NoBios markedsrapport fra 2006. I den foreløpige energibalansen fra SSB for 2006 oppgis bruk av ved, avlut og avfall som egen post. Så godt som all veden benyttes i husholdningene. Det gjenværende, som er avlut og avfall benyttes hovedsakelig i treforedlingsindustrien. Samlet benyttes det i industrien 393 000 toe avlut og avfall, hvorav 273 000 toe i treforedling.

Fjernvarme

For fjernvarme foreligger det foreløpig ikke statistikk for 2006. Det er på det rene at kapasiteten og utbredelsen av infrastruktur for fjernvarme i Norge øker jevnt, og bruken av fjernvarme økte fra 2,33 TWh i 2004 til 2,45 TWh i 2005. I følge Norsk Fjernvarmeforening (NFV) forventes det en økning i produsert fjernvarme på mer enn 0,2 TWh fra 2005 til 2006. NFV oppgir at det ble investert rundt 1 milliard kroner i fjernvarmeanlegg i 2006 mot omtrent 750 millioner kroner i 2005. Av ca. 50 fjernvarmeprodusenter i Norge står de to selskapene Viken Fjernvarme og Trondheim Energi Fjernvarme AS for halvparten av produksjonen. Viken Fjernvarme som er overtatt av Hafslund, passerte i 2006 en produksjon på 1 TWh. I 2005 var avfall (33 prosent) og elektrisitet (24 prosent) de viktigste energibærerne som ble benyttet som innsatsfaktorer i fjernvarmeproduksjon i Norge.

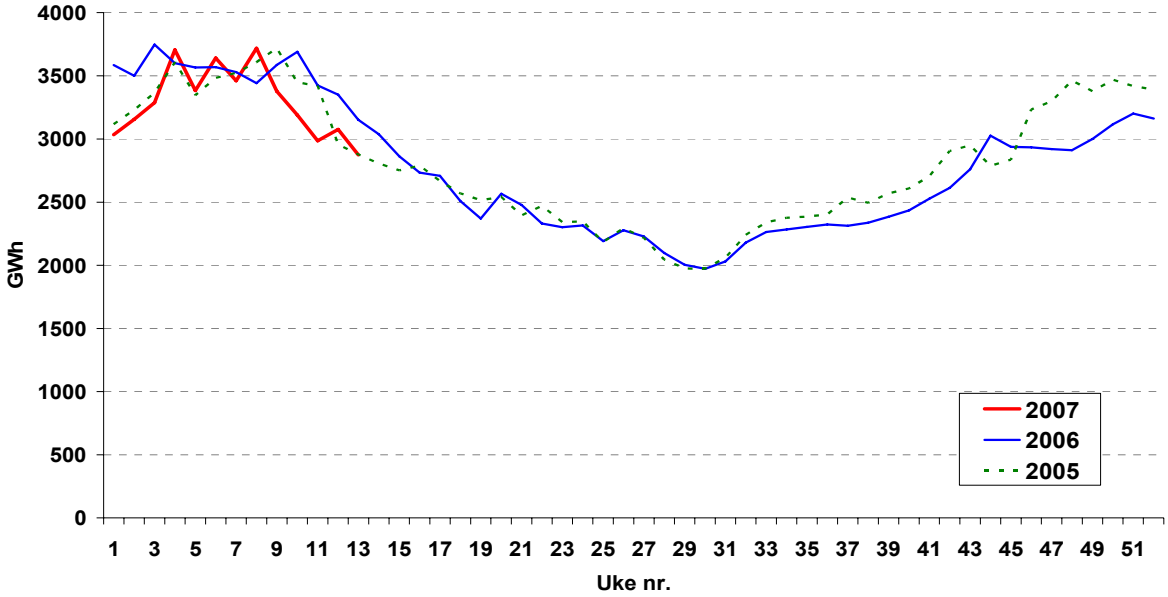
Gass

Gass til stasjonære formål benyttes hovedsaklig i industri. Bruken av gass økte fra 2005 til 2006 både for naturgass, gass gjort flytende og andre gasser. Samlet forbruk av gass i stasjonære sektorer tilsvarte rundt 10,3 TWh i 2006 i henhold til den foreløpige energivarebalansen fra SSB. I 2005 var forbruket 8 TWh.

1.3.2.3 Sverige

Forbruket i Sverige i første kvartal 2007 har vært 42,9 TWh. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor er det samme prosentvise nedgang som i Norge, det vil si 6 prosent. Med unntak av ukene 4, 6 og 8, da temperaturene falt over store deler av Norden har forbruket i dette kvartalet vært gjennomgående lavere enn i de samme ukene i fjor. I Sverige er en større andel av forbrukerne knyttet til fastpriskontrakter enn i de andre nordiske landene. Prisøkningen i det nordiske kraftmarkedet mot slutten av sommeren 2006 kan ha medvirket til at mange svenske sluttbrukere har bundet seg til en pris som er vesentlig høyere enn det som er notert på den nordiske kraftbørsen i første kvartal 2007. Dette kan også ha gitt et incentiv til å redusere forbruket. De siste 52 ukene har forbruket i Sverige vært 141,8 TWh. Sett opp mot den foregående 52 ukers perioden er det en nedgang på 6,7 TWh, eller 4 prosent.

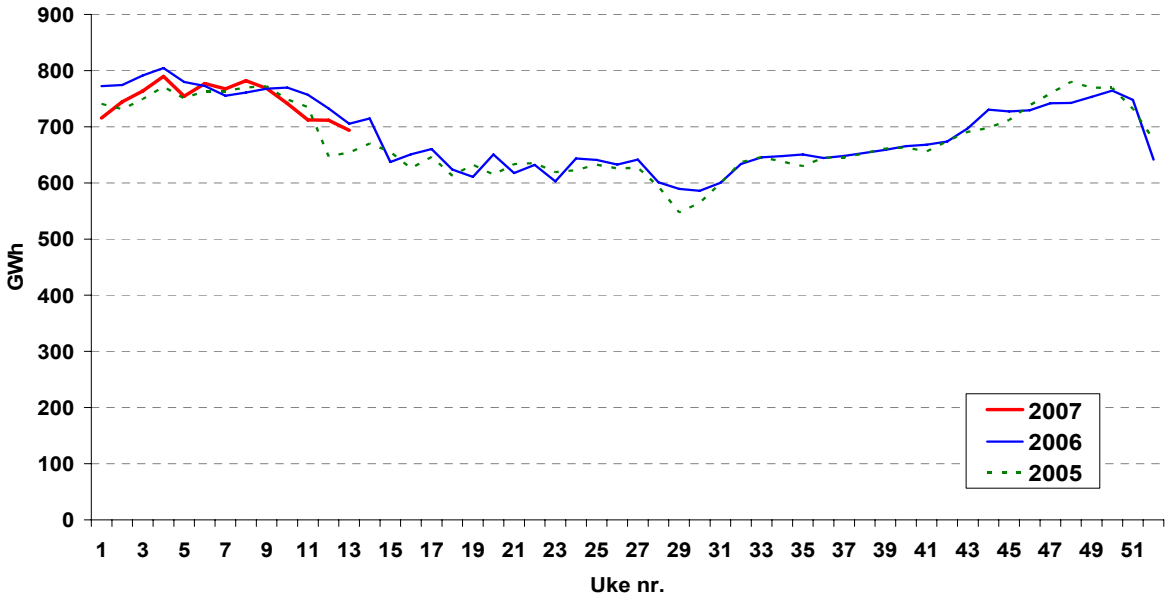
Figur 1.3.21 Svensk forbruk, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.2.4 Danmark

I første kvartal 2007 var elektrisitetsforbruket i Danmark 9,7 TWh. Sammenlignet med første kvartal i fjor var forbruket lavere i starten og slutten av kvartalet og i sum var nedgangen 0,2 TWh, eller 2 prosent. I Danmark er forbruket av elektrisitet ikke i like stor grad som de andre nordiske landene knyttet til oppvarming. Sesongvariasjonene og endringene i forhold til temperaturer er dermed ikke like markante som i Finland, Norge og Sverige. I løpet av de siste 52 ukene har forbruket i Danmark vært 35,5 TWh og det er det samme som i foregående 52 ukers periode.

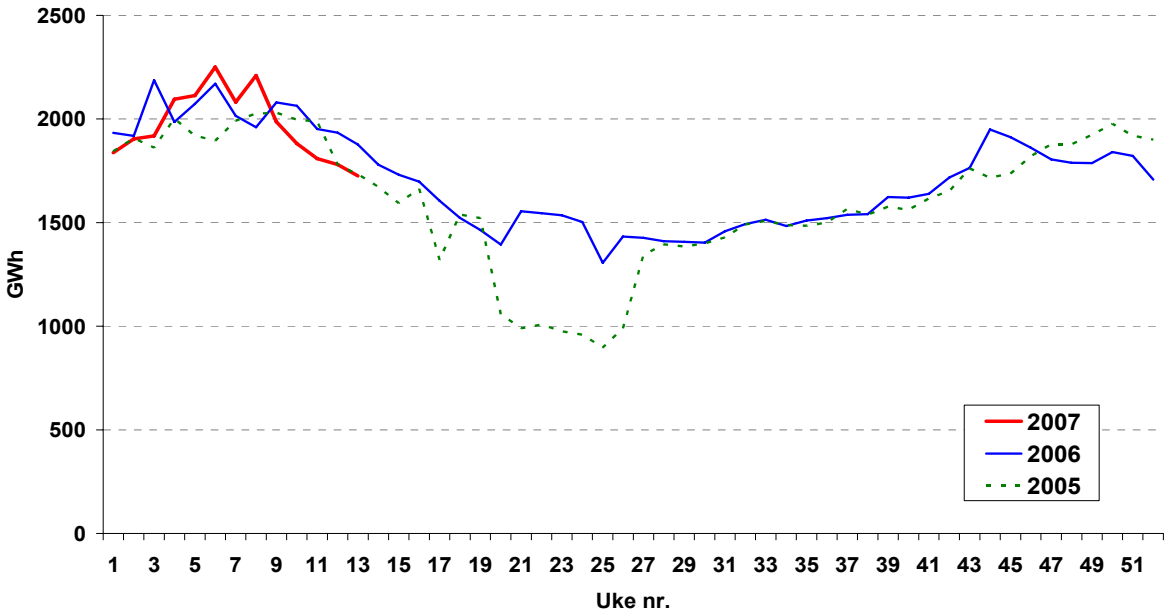
Figur 1.3.22 Dansk forbruk, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



1.3.2.5 Finland

Den største forbruksveksten i de nordiske landene har blitt observert i Finland. I 1997 var forbruket i Finland 73,4 TWh. Ved utgangen av første kvartal 2007 var forbruket i den foregående 52-ukers perioden 88,2 TWh. I første kvartal i 2007 var forbruket av elektrisitet 25,6 TWh. Forbruket falt dermed med 0,6 TWh, eller 2 prosent i forhold til samme kvartal i fjor. Mildere vær har gitt mindre oppvarmingsbehov, og det er hovedgrunnen til nedgangen. Reduksjonen var likevel mindre enn i Norge og Sverige som også har hatt mildere vær enn i fjor vinter og relativt likt forbruksmønster som i Finland.

Figur 1.3.23 Finsk forbruk, 2005 – 2007. GWh/uke. Kilde: Nord Pool



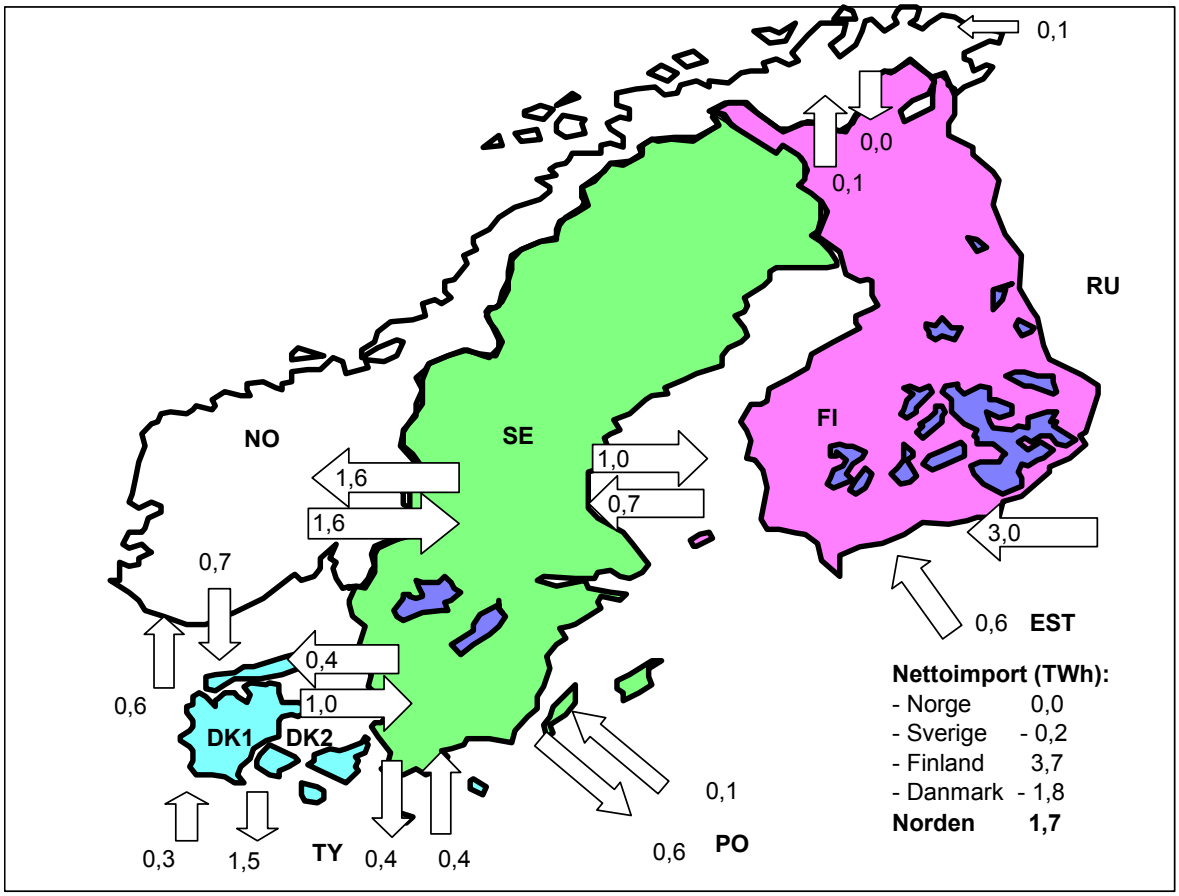
1.3.3 Handel og kraftutveksling

1.3.3.1 Norden

Norden har i første kvartal 2007 hatt en nettoimport av elektrisk kraft på 1,7 TWh. Fra Russland og Estland har det vært ensidig import inn til det nordiske kraftmarkedet på til sammen 3,7 TWh. I gjennomsnitt har det blitt importert ca. 1420 MW pr. time fra Russland i første kvartal. Det innebærer at fra hver 40 kWh som har blitt brukt i det nordiske markedet dette kvartalet, så er en kWh produsert i Russland. Estlink-kabelen (350 MW) som ble satt i drift 4. januar har i løpet av første kvartal gitt en nordisk import på 0,6 TWh.

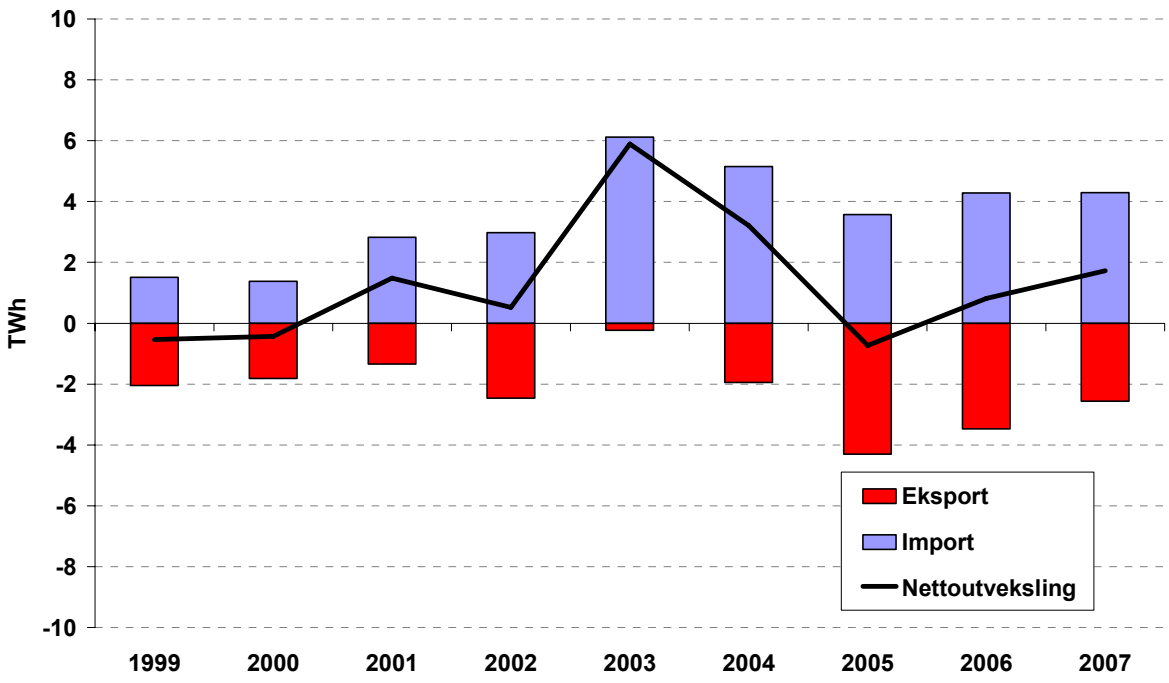
Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	1. kv. 2007	1. kv. 2006	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	0,0	- 2,9	3,7	- 11,5
Sverige	-0,2	2,2	3,7	- 4,5
Finland	3,7	4,2	11,0	16,7
Danmark	- 1,8	- 2,8	- 6,0	- 0,2
Norden	1,7	0,8	12,2	0,6

Figur 1.3.24 Import og eksport i Norden, første kvartal 2007, TWh. Kilde: Nord Pool



Til Tyskland og Polen har det vært overveiende nordisk eksport dette kvartalet. I sum har den nordiske nettoeksporten til disse landene vært nesten 1,9 TWh. I starten av fjoråret ble Swe-Pol linken mellom Sverige og Polen utelukkende benyttet til svensk kraftimport, mens det i løpet av første kvartal i år stort sett har vært svensk eksport på forbindelsen. Kraftprisene i Tyskland har i første kvartal ofte vært sammenfallende med prisene med det nordiske markedet. Dette har bidratt til vekslende kraftflyt mellom Norden og Tyskland. I starten av 2006 var prisnivået i Tyskland vesentlig høyere enn i Norden, noe som medførte at linjene/kablene stort sett ble benyttet til nordisk krafteksport. Mindre eksport til Tyskland og import fra Estland bidro dermed til økningen i den nordiske nettoimporten fra første kvartal i fjor. I de tre foregående kvartalene har det vært en samlet nordisk nettoimport på 10,5 TWh, slik at det i løpet av de siste 52 ukene har vært en nordisk nettoimport på 12,2 TWh.

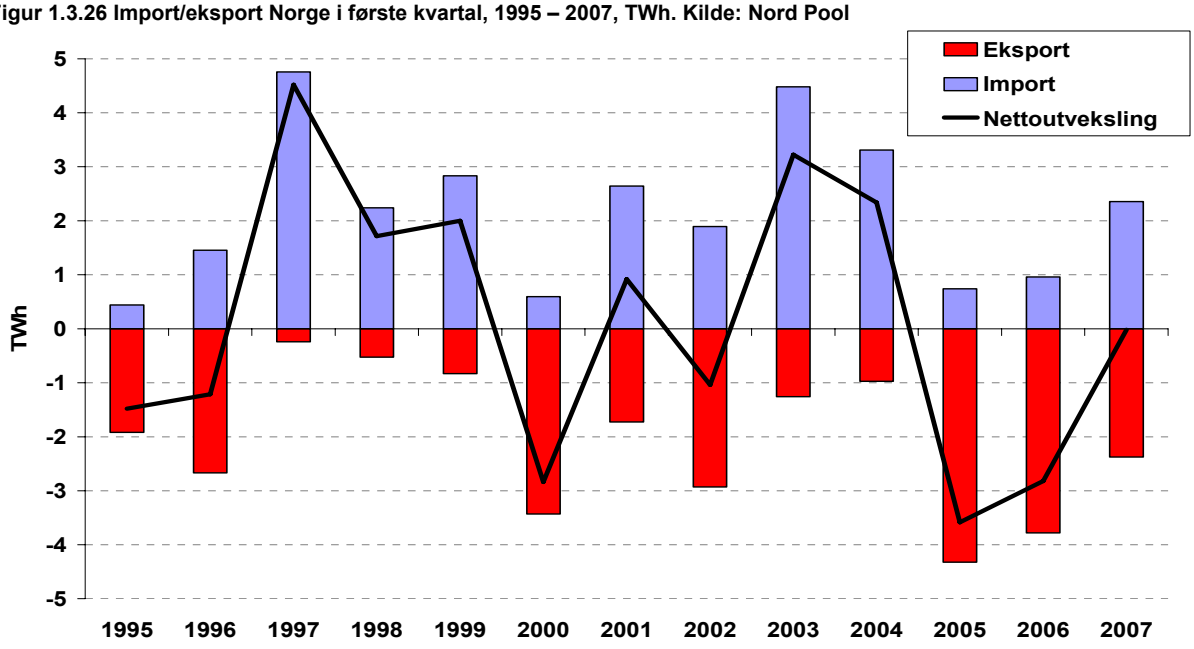
Figur 1.3.25 Nordens netto kraftimport første kvartal, 1999-2007. TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.2 Norge

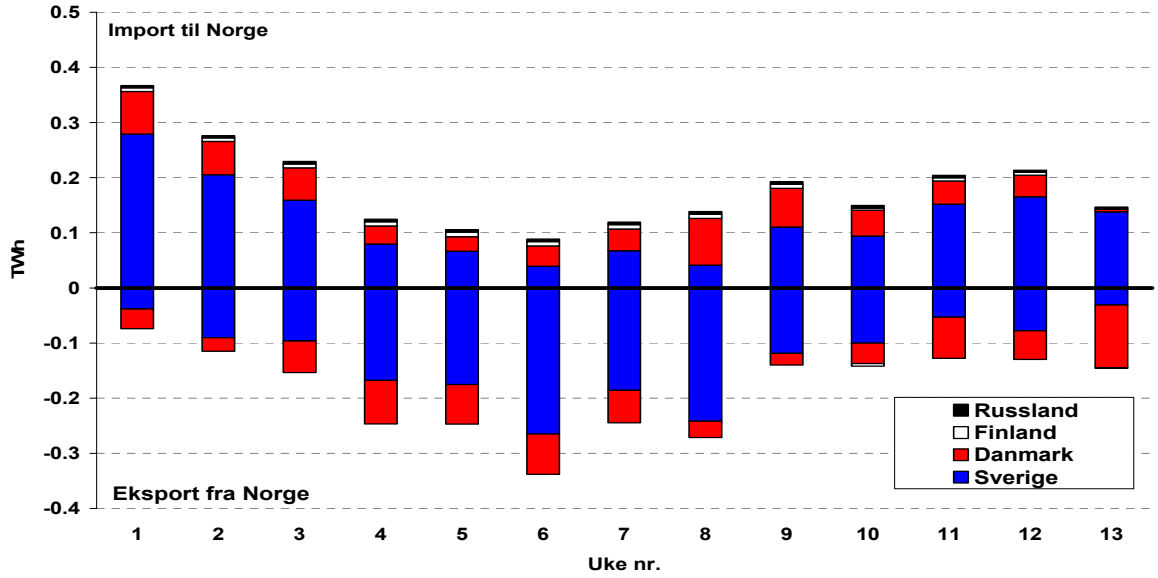
Den norske utvekslingen i første kvartal har vært i balanse. I første kvartal 2005 og 2006 var det norsk nettoeksport. Reduserte produksjonskostnader for varmekraft i utlandet og lavt nordisk kraftforbruk på grunn av mildt vær bidrar til å forklare denne utviklingen. Det har vært 0,1 TWh nettoeksport til Danmark, mens utvekslingen med Sverige har vært i balanse i første kvartal. I de fleste ukene har det vært nettoimport til Nord- og Midt-Norge fra Sverige, mens det oftest har vært nettoeksport fra Sør-Norge til Sverige. Den svenske kraftprisen har oftere vært sammenfallende med prisene i NO2 og NO3 enn med prisen i NO1.

Figur 1.3.26 Import/eksport Norge i første kvartal, 1995 – 2007, TWh. Kilde: Nord Pool



Utviklingen i den norske utvekslingen med Sverige i løpet av kvartalet har sammenheng med den svenske kjernekraftproduksjonen og lastsituasjonen i det nordiske kraftsystemet. I ukene i midten av kvartalet, når flere svenske kjernekraftverk var ute av drift, var det nettoeksport fra Norge til Sverige. I denne perioden var det også kaldere enn i starten og slutten av kvartalet. Norsk vannkraft bidro til å dekke den økte etterspørselen. I de første og siste ukene av kvartalet var importen høyere. Det er stort sett import til Norge i lavlasttimene (natt og helg), mens det eksporteres kraft i høylasttimene. Utviklingen i utvekslingen mellom Norge og Danmark (Jylland) har vært mer stabil i løpet av første kvartal, men det har vært en økende norsk eksport i de siste ukene av perioden. Norsk kraftutveksling med Russland og Finland utgjør en liten del av den totale norske krafthandelen. I løpet av kvartalet har det vært nettoimport på begge disse forbindelsene.

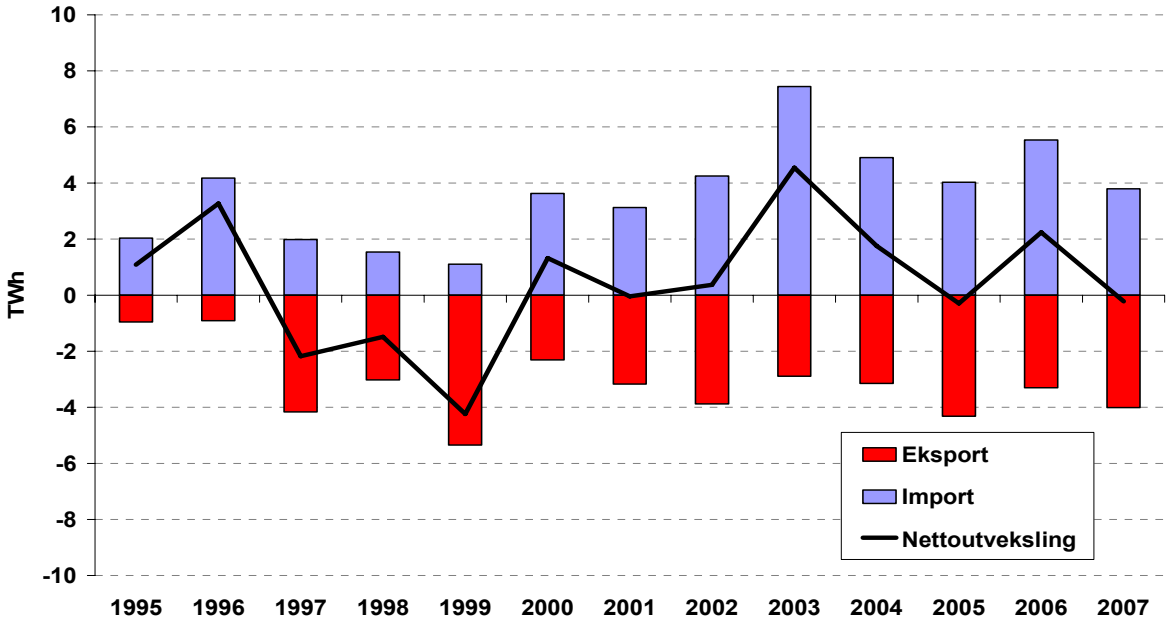
Figur 1.3.27 Norsk utveksling av kraft, uke 1-13. TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.3 Sverige

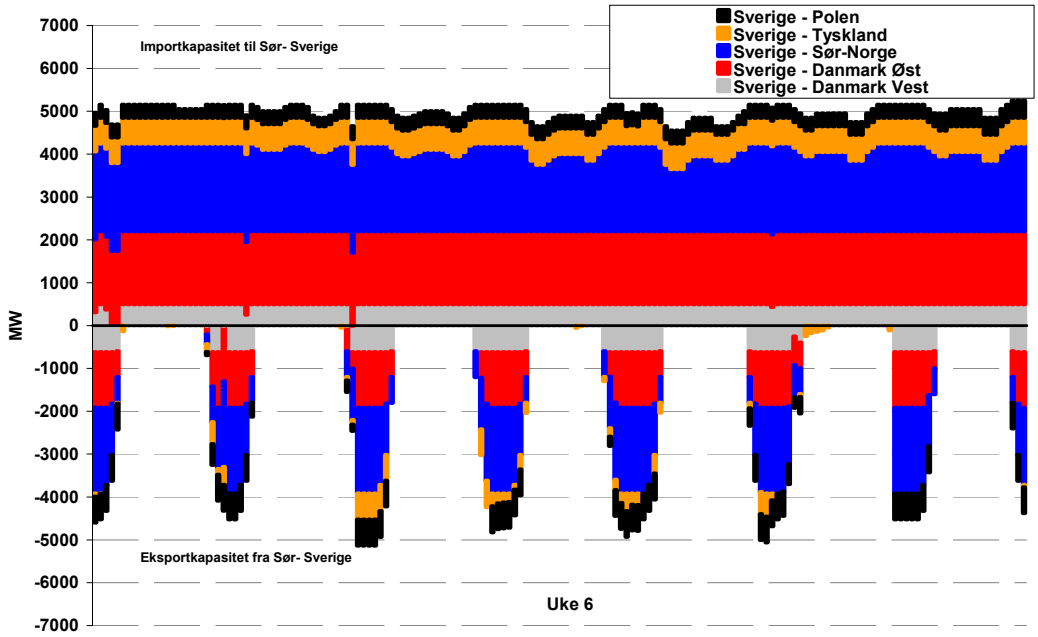
I de tre første ukene av 2007 var det nettoeksport av kraft ut av Sverige. Deretter fulgte 6 uker med nettoimport. I disse ukene var flere svenske kjernekraftverk ute av drift. I de fire siste ukene i kvartalet økte kjernekraftproduksjonen, og den svenske krafteksporten var relativt høy i denne perioden. I sum for kvartalet har den svenske nettoeksporten vært omtrent i balanse. Overføringsforbindelsen til Polen har blitt brukt til svensk eksport det meste av tiden. Samlet svensk nettoeksport på denne overføringen var 0,6 TWh i første kvartal. I første kvartal i fjor var det 0,7 TWh nettoimport til Sverige fra Polen. Utvekslingen med Tyskland har vært omtrent i balanse i sum for kvartalet. Det samme gjelder for utvekslingen med Norge. I løpet av kvartalet har eksporten til Finland vært noe høyere enn importen. Samlet svensk nettoeksport til Finland er 0,2 TWh. I de ti første ukene av kvartalet var det nettoimport til Sverige fra Danmark. I de tre siste ukene har det vært svensk nettoeksport. I sum for kvartalet ble nettoimporten fra Danmark 0,6 TWh.

Figur 1.3.28 Import/eksport Sverige i første kvartal, 1995 – 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



I perioder med kaldt vær og høyt kraftforbruk i Norden har overføringskapasitetene ut av Sør-Sverige vært begrenset. Den svenske systemoperatøren har i perioder redusert eksportkapasitetene for å ivareta systemsikkerheten. Figuren under viser overføringskapasiteter til og fra Sør-Sverige i uke 6. I denne uken var det unormalt kaldt i Norden. I de fleste høylasttimene var eksportkapasiteten fra Sverige til Sør-Norge, Jylland (Danmark vest), Sjælland (Danmark øst), Tyskland og Polen satt til 0 MW.

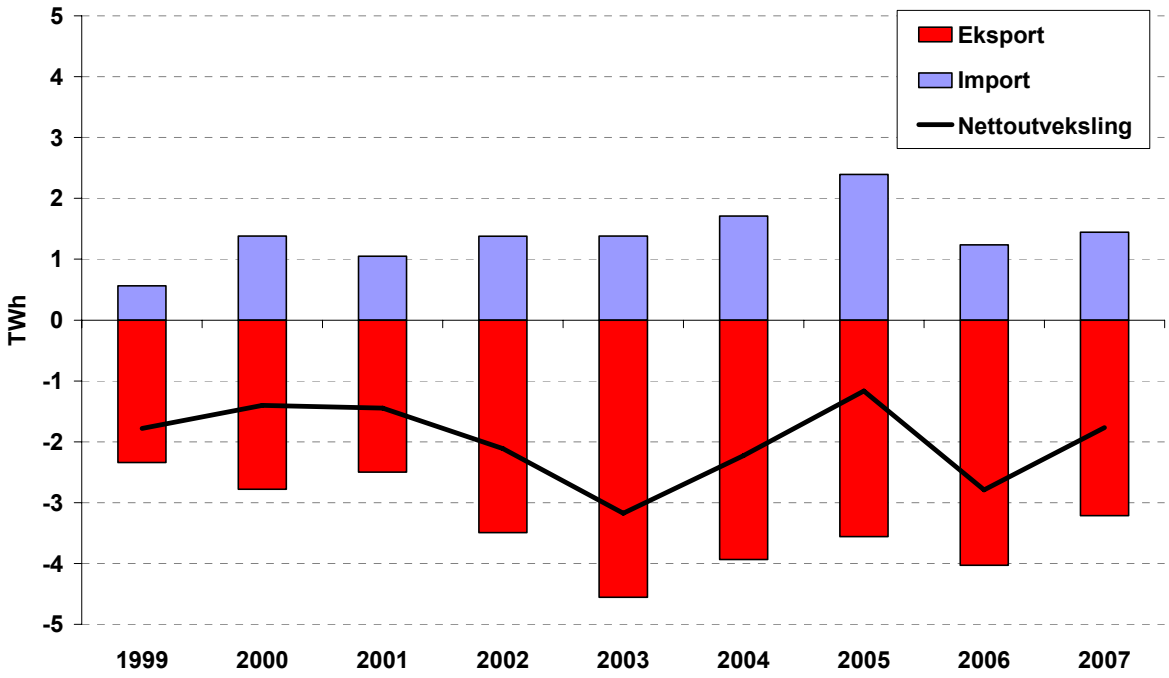
Figur 1.3.29 Overføringskapasitet til og fra Sør-Sverige i uke 6, MW. Kilde: Nord Pool



1.3.3.4 Danmark

Danmark hadde 1,8 TWh nettoeksport i første kvartal. Det er 1,0 TWh lavere enn i samme periode i fjor. Nedgangen skyldes i første rekke lavere eksport. Den danske eksporten til Tyskland var 1,5 TWh i første kvartal i år mot 2,8 TWh i fjor, mens importen er omtrent uendret. Nettoeksporten til Tyskland var 1,2 TWh, en økning på 0,5 TWh sammenlignet med fjerde kvartal 2006. Det var 0,1 TWh nettoimport til Danmark fra Norge i første kvartal, mens det var 0,6 TWh nettoeksport til Sverige. Nettoeksporten til Sverige er nesten doblet sett i forhold til første kvartal i fjor. Importkapasitetene til Sjælland og Jylland fra Sverige har ofte vært redusert på grunn av forhold i det svenske nettet. Vannkraftens reguleringsevne og prisfluktuasjonene i Tyskland gjør at det typisk er kraftflyt fra Norden til Kontinentet i høylasttimer, og motsatt i lavlasttimer. I første kvartal har de tyske prisene oftest vært høyere enn de nordiske, og det har dermed vært høy eksport av kraft fra Danmark til Tyskland.

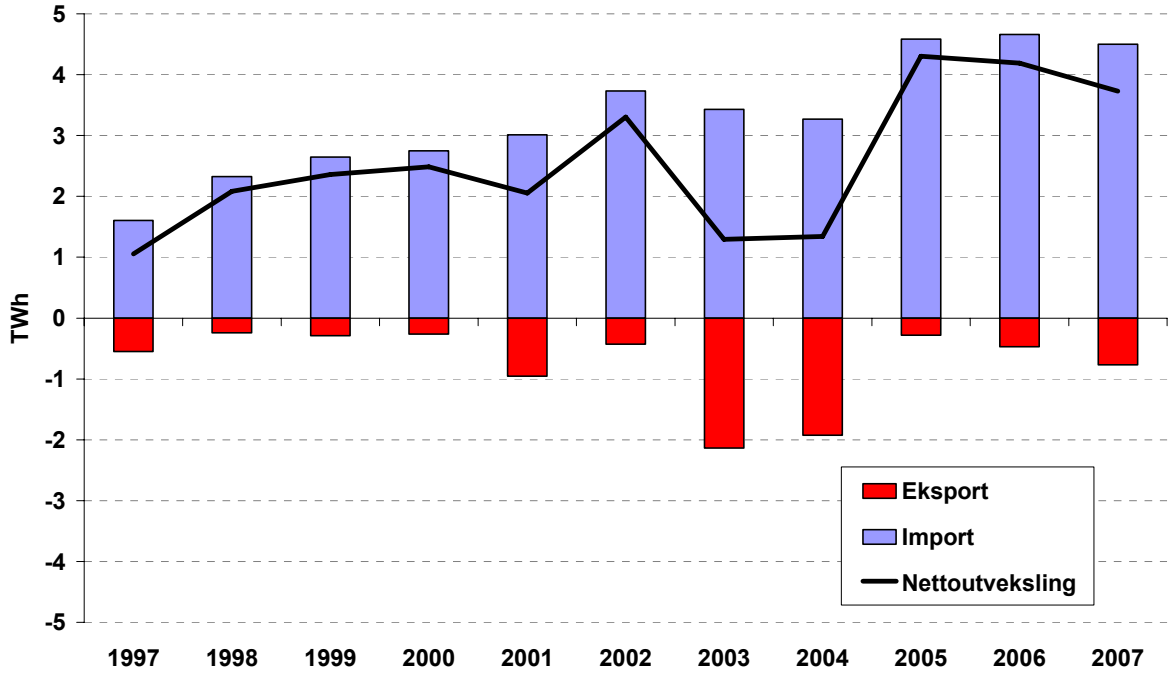
Figur 1.3.30 Import/eksport Danmark i første kvartal, 1999 – 2006, TWh. Kilde: Nord Pool



1.3.3.5 Finland

Finland hadde en nettoimport på 3,7 TWh i første kvartal. Den finske nettoimporten var rekordhøy i 2005, og den høye importen har vedvart i 2006 og 2007. Fra nyttår har Finland også hatt mulighet for kraftutveksling med Estland. Overføringen har en kapasitet på 350 MW. Siden den ble tatt i bruk har det vært tilnærmet ensidig import til Finland på denne kabelen. I sum for kvartalet har den finske nettoimporten fra Estland vært på om lag 0,6 TWh. Det innebærer en gjennomsnittlig import på 256 MW pr. time. Importen fra Russland utgjorde 3,1 TWh i første kvartal i fjor. I første kvartal i år har det blitt importert 3,0 TWh fra Russland. Nedgangen i den finske nettoimporten skyldes altså i hovedsak lavere nettoimport fra Sverige. Dette henger sammen med lavere produksjon i de svenske kjernekraftverkene i midten av kvartalet. I første kvartal 2007 var den finske nettoimporten fra Sverige 0,2 TWh, mens den var 1,0 TWh i tilsvarende periode i fjor. I løpet av kvartalet har det vært 80 GWh eksport fra Finland til Norge. Den totale finske nettoimporten utgjorde om lag 15 prosent av det samlede finske kraftforbruket i første kvartal 2007.

Figur 1.3.31 Import/eksport Finland i første kvartal, 1997 – 2007, TWh. Kilde: Nord Pool



1.4 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.4.1 Spotmarkedet

Elspotpriser kr/MWh	1. kv. 2007	Endring fra 1.kv. 2006	Endring fra 4.kv. 2006	Siste 12 mnd.	Endring fra forrige 12-mnd. periode
Sør-Norge (NO1)	215	-40 %	-43 %	361	34 %
Midt-Norge (NO2)	223	-38 %	-42 %	360	33 %
Nord-Norge (NO3)	222	-39 %	-42 %	360	33 %
Sverige	221	-39 %	-39 %	352	28 %
Finland	221	-43 %	-38 %	350	23 %
Danmark Øst	223	-48 %	-36 %	340	8 %
Danmark Vest	215	-41 %	-35 %	318	-5 %
Tyskland (EEX)	243	-53 %	-34 %	340	-19 %

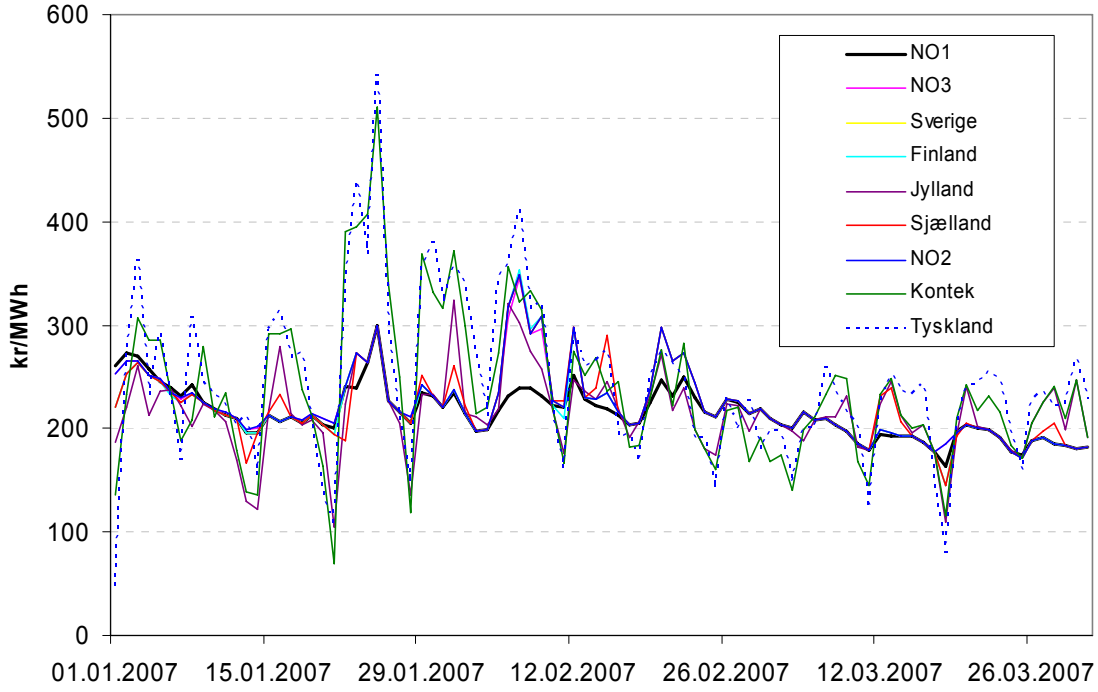
Det har vært en betydelig nedgang i prisene ved den nordiske kraftbørsen siden i fjor høst. I første kvartal 2007 var den gjennomsnittlige prisen i Sør-Norge (NO1) 215 kr/MWh. Det er en nedgang på hele 43 prosent fra kvartalet før. Gjennomsnittsprisen i Midt-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO3) var 3 prosent høyere enn i Sør-Norge i første kvartal. I disse områdene har kraftprisen falt med 42 prosent fra fjerde kvartal 2006. Etter at NO2 og NO3 ble opprettet som egne anmeldingsområder har prisene vært sammenfallende i mesteparten av timene. Den svenske gjennomsnittsprisen var 221 kr/MWh i første kvartal. Det er 1 kr/MWh mer enn gjennomsnittsprisen i Finland. Gjennomsnittsprisene i de danske prisområdene Danmark Øst og Danmark Vest var henholdsvis 222 kr/MWh og 215 kr/MWh i samme periode. Prisene ved den tyske kraftbørsen (EEX) var i gjennomsnitt 243 kr/MWh i første kvartal 2007. Det er høyere enn i samtlige av de nordiske prisområdene. De norske prisene var noe høyere i fjerde kvartal 2006 enn de var i første kvartal samme år. Prisene i Finland, Danmark og Tyskland var derimot høyere i fjerde kvartal 2006.

Nedgangen i kraftprisene i løpet av de to siste kvartalene skyldes høye tilsig, mildt vær (lavt forbruk) og nedgang i prisene på fossile brensler og utslippskvoter. Produksjonskostnadene i termiske kraftverk har falt og det bidrar til lavere priser på kraft i våre naboland. I Finland og Danmark, der produksjon fra termiske kraftverk utgjør en betydelig del av den samlede kraftproduksjonen har prisfallet vært størst. Nedgangen i de tyske prisene kan også i stor grad tilskrives lavere produksjonskostnader i kraftverk basert på fossile brensler. Prisene ved den tyske kraftbørsen (EEX) var 53 prosent lavere i første kvartal 2007 enn i samme kvartal året før.

Gjennomsnittsprisen i spotmarkedet de siste 12 månedene er 361 kr/MWh i Sør-Norge, og 1 kr/MWh lavere i Midt- og Nord-Norge. Det tilsvarerer en 25 prosents økning sammenlignet med foregående 12 månedersperiode. Dette skyldes først og fremst høye priser på sommeren og høsten 2006 som følge av lite snø vinteren 2005/2006 og tørt vær sommeren 2006. Gjennomsnittsprisen for de siste 12 måneder har falt også i Tyskland sammenlignet med gjennomsnittsprisen i foregående 12 måneder.

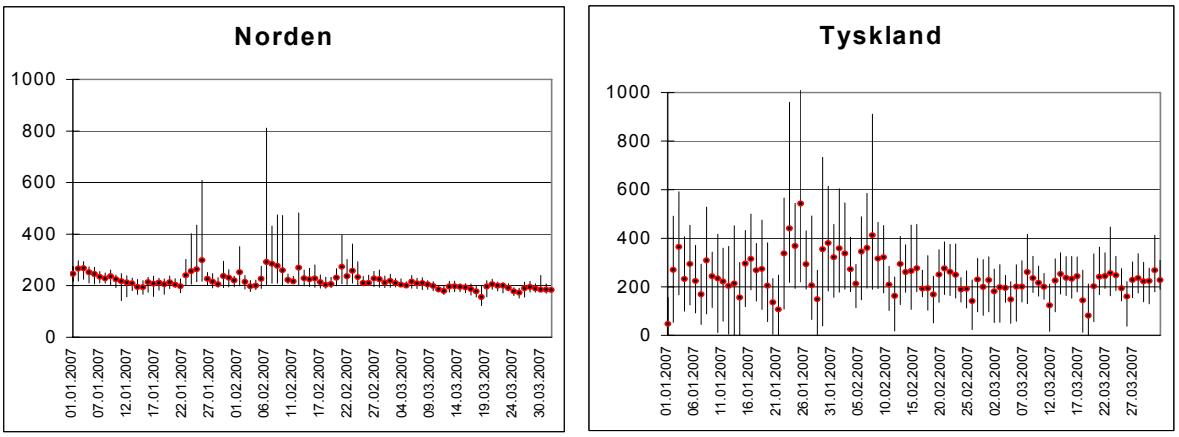
Tyske og danske spotpriser svinger mest. Varierende vindkraftproduksjon er en av faktorene som gir høyere prisvariasjon i disse områdene. Stor overføringskapasitet mot kontinentet gjør at de danske priser følger de tyske i større grad enn prisene i de andre nordiske landene. NO1 har hatt jevn prisnedgang, uten de store pristoppene i løpet av kvartalet. NO2 og NO3 har i større grad fulgt prisene i Sverige og Finland med enkelte pristopper i vinterperioder med kaldt vær og høyt kraftforbruk.

Figur 1.4.1 Spotpriser i første kvartal 2007, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool



De laveste og høyeste døgnprisene observeres i Tyskland. Termisk kraftproduksjon dominerer det tyske systemet, og slik kraftproduksjon har høye kostnader knyttet til opp- og nedregulering. Det nordiske kraftsystemet har relativt høyt innslag av vannkraft. Vannkraften er billigere å regulere opp og ned, og kraftproduksjonen er dermed i bedre stand til å følge forbruket som varierer over døgnet og uken. Dette bidrar til mindre variasjon i prisene, spesielt i Norge, Sverige og Finland. Differansen mellom laveste og høyeste timepris i løpet av døgnet var i gjennomsnitt 77 kr/MWh for den nordiske systemprisen og 286 kr/MWh for den tyske prisen i første kvartal 2007.

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



I løpet av kvartalet var det lik pris i alle de nordiske prisområdene i underkant av 25 prosent av timene. Lik pris i alle områder opptrådte oftest i lavlasttimene. Tabellen under gir omfanget av prisforskjeller og dermed flaskehalser i det nordiske systemet i første kvartal. Tabellen viser at Tyskland (Kontek) og Jylland oftest har hatt avvikende priser fra resten av systemet. Det har vært sammenfallende priser i NO2 og NO3 i 99 prosent av timene. Prisen i NO1 har vært ulik prisen i de to andre norske prisområdene i overkant av 20 prosent av tiden, oftest med lavere pris i NO1. Prisen i NO2 har ikke vært lavere enn i NO1 og NO3 i noen av kvartalets timer.

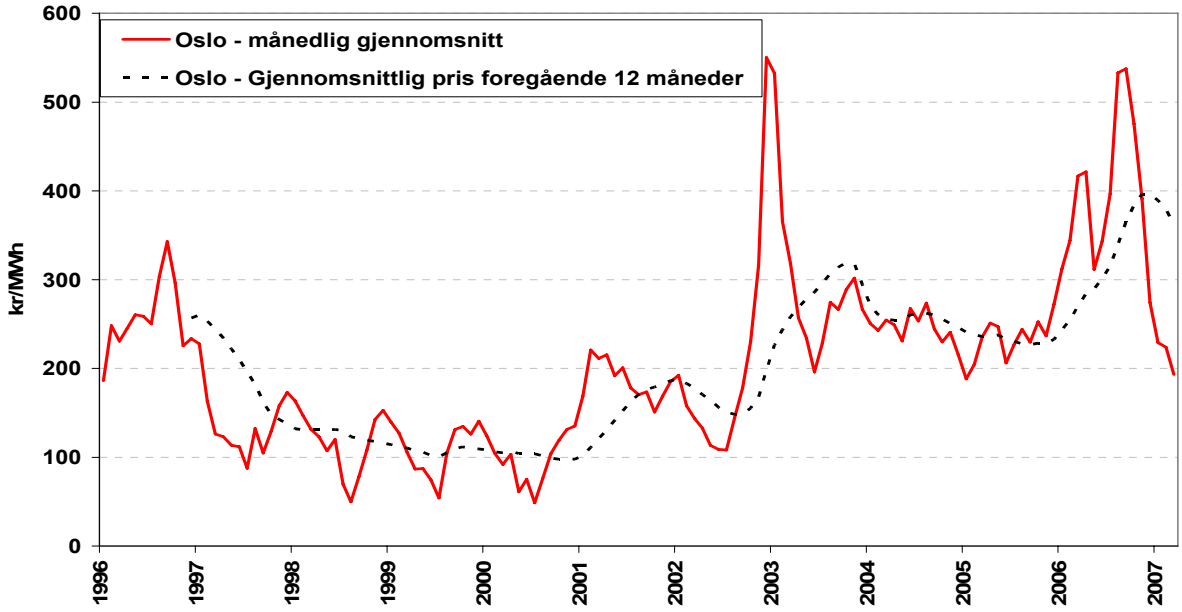
Tabell 1.4.1 Omfanget av prisforskjeller mellom prisområder, første kvartal 2007. Kilde Nord Pool

1. Kvartal 2007		Lavest elspot-pris							
		NO1	NO2	NO3	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	Kontek
Høyest elspot-pris	NO1		3.9 %	3.9 %	5.2 %	6.3 %	21.4 %	5.1 %	28.3 %
	NO2	17.0 %		0.9 %	8.6 %	9.7 %	27.1 %	9.2 %	32.1 %
	NO3	16.5 %	0.0 %		8.1 %	9.3 %	26.7 %	8.8 %	31.7 %
	Sverige	9.9 %	0.0 %	0.3 %		1.2 %	22.6 %	0.6 %	29.5 %
	Finland	10.2 %	0.5 %	0.7 %	0.5 %		22.7 %	1.1 %	29.5 %
	Jylland	19.9 %	15.1 %	15.3 %	15.1 %	16.0 %		13.6 %	14.4 %
	Sjælland	11.5 %	3.0 %	3.3 %	3.0 %	4.2 %	22.9 %		29.2 %
	Kontek	43.3 %	41.2 %	41.3 %	41.2 %	41.7 %	30.7 %	39.5 %	

Figuren nedenfor viser utviklingen i kraftprisene i Sør-Norge fra 1996 til og med første kvartal 2007. Høye priser i 1996, 2002, 2003 og 2006 skyldes hovedsakelig lite nedbør og dermed lav fylling i nordiske vannmagasiner. Etter 1996 var de årlige gjennomsnittsprisene i Sør-Norge under 200 kr/MWh fram til og med 2001. Gjennomsnittsprisen var 98 kr/MWh i år 2000. Det er det laveste årsgjennomsnittet som er observert for Sør-Norge. Den høyeste gjennomsnittsprisen i Sør-Norge hadde vi i 2006, med 396 kr/MWh. Økt forbruk, økte brenselspriser og krav til utslippskvoter for CO_2 bidrar til å forklare den oppgangen vi har sett i kraftprisene siden 2001. Samtidig har det i denne perioden vært store svingninger i tilsiget til de nordiske vannmagasinene. I andre halvdel av 2006 steg kraftprisene som følge av lite nedbør og høyere priser for gass og kull. I slutten av 2006 og utover første kvartal 2007 økte tilsiget til vannmagasinene

samtidig som det var nedgang i brenselkostnadene for kraftverk basert på fossile brensler. I tillegg var det relativt mildt og dermed lavt forbruk. Dette har bidratt til det fallet i kraftprisene vi har sett i det siste.

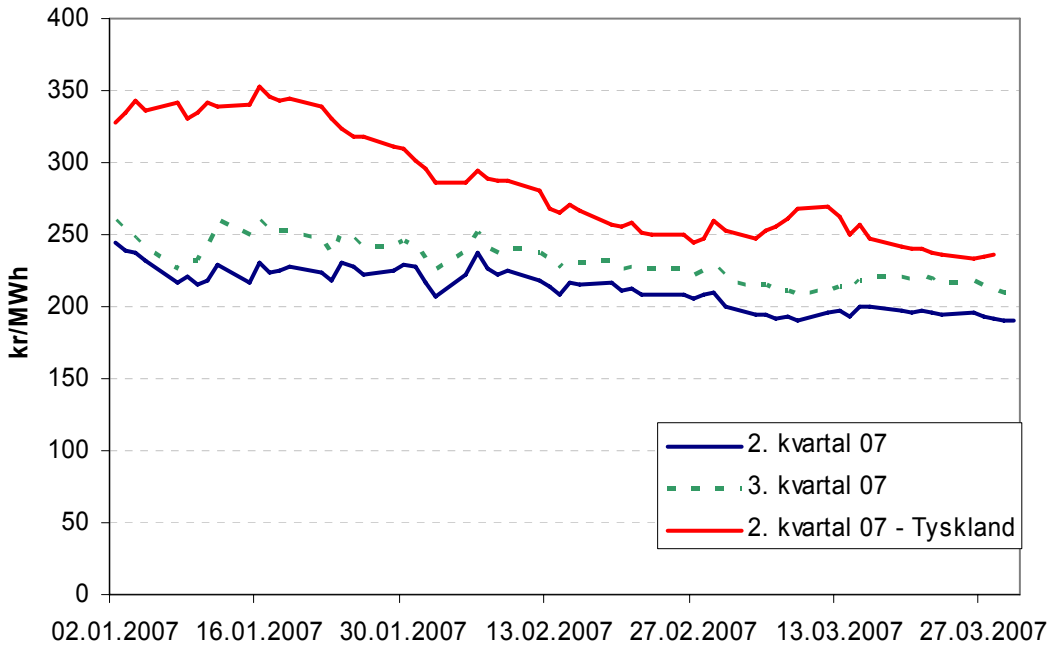
Figur 1.4.3 Spotpris i Sør-Norge 1996 – april 2007. Kilde: Nord Pool



1.4.2 Terminmarkedet

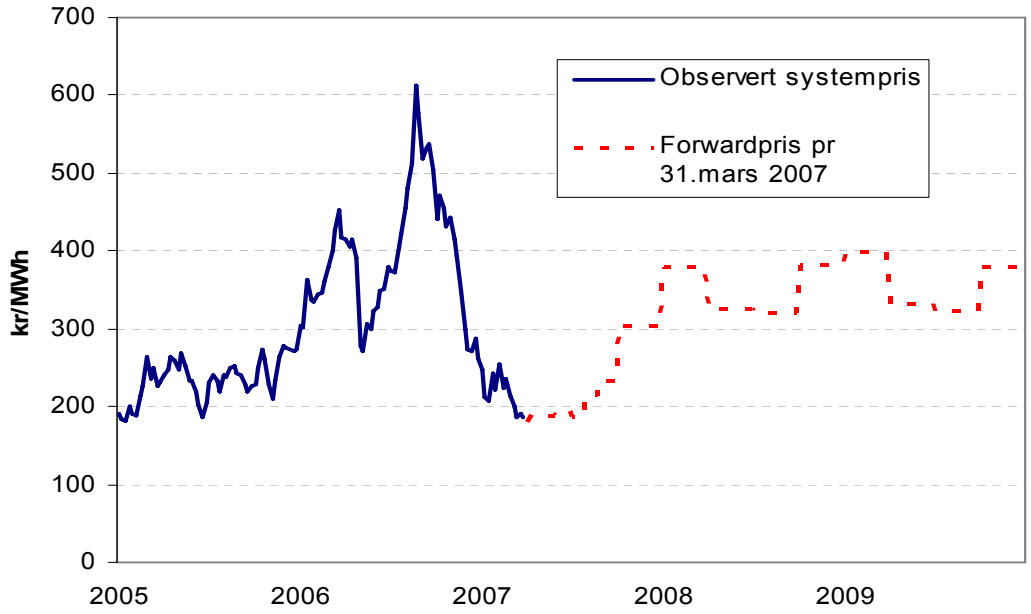
I løpet av første kvartal har det vært nedgang i prisene i det nordiske og tyske forwardmarkedet. Prisen for andre kvartal 2007 har ligget under prisen for tredje kvartal 2007 gjennom hele perioden. Prisnedgangen i de to kontraktene er henholdsvis 21 og 18 prosent i løpet av kvartalet. Prisen på andrekvartalskontrakten endte på 190 kr/MWh, mens prisen på tredjekvartalskontrakten var 210 kr/MWh den 30. mars. Det har også vært nedgang i det tyske terminmarkedet i løpet av første kvartal. Prisen på den tyske andrekvartalskontrakten begynte perioden på 327 kr/MWh og endte på 236 kr/MWh. I slutten av første kvartal i fjor var prisen på de nordiske andre- og tredjekvartalskontraktene for 2006 på om lag 400 kr/MWh. Markedets prisforventninger for våren og sommeren 2006 var altså betydelig høyere i fjor enn det som er tilfellet for inneværende år.

Figur 1.4.4 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontrakter i 1. kvartal 2007. Kilde: Nord Pool



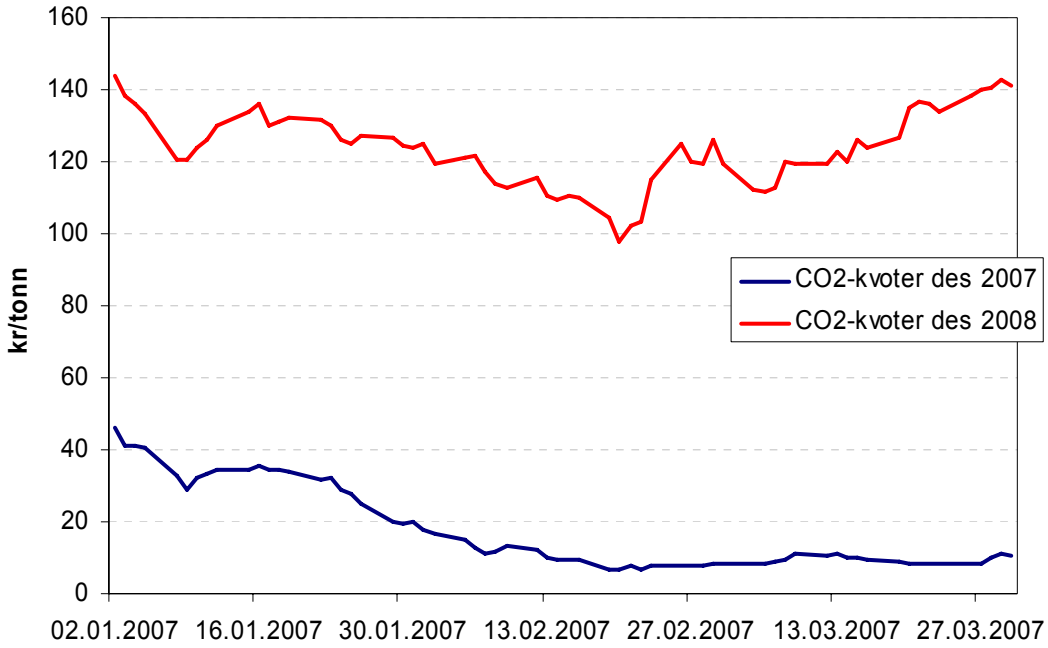
Figuren under viser observert systempris fra 1. januar 2005 til 31. mars 2007. Videre vises forwardpriser notert 31. mars 2007 for kontrakter fram i tid. Den 31. mars forventet markedet et prisnivå nært dagens ut juli måned. Deretter forventes stigende priser fram mot årsskiftet. Høyere terminpriser på utslippskvoter i 2008 bidrar til prisoppgangen i forwardkontraktene for elektrisitet til neste år. Lenger fram i tid ser vi hvordan terminprisene svinger med årstidene med høyest priser om vinteren.

Figur 1.4.5 Prisutvikling i utvalgte finansielle kontrakter i 1. kvartal 2007. Kilde Nord Pool



Prisen på utslippstillatelser virker direkte på kostnadene ved å produsere elektrisitet i termiske kraftverk. Kvoteprisen for 2007 har falt kraftig i løpet av 1. kvartal. I begynnelsen av kvartalet ble kontrakten priset til 46 kr/tonn, mens prisen pr 31. mars var 11 kroner pr tonn. Det er ikke mulig å spare kvoter fra 2007 til 2008. Prisen på utslippskvoter i 2008 har hatt en mer stabil utvikling gjennom kvartalet. Den 31. mars var prisen på denne kontrakten 141 kr/tonn, ned 2 kr/tonn fra årsskiftet.

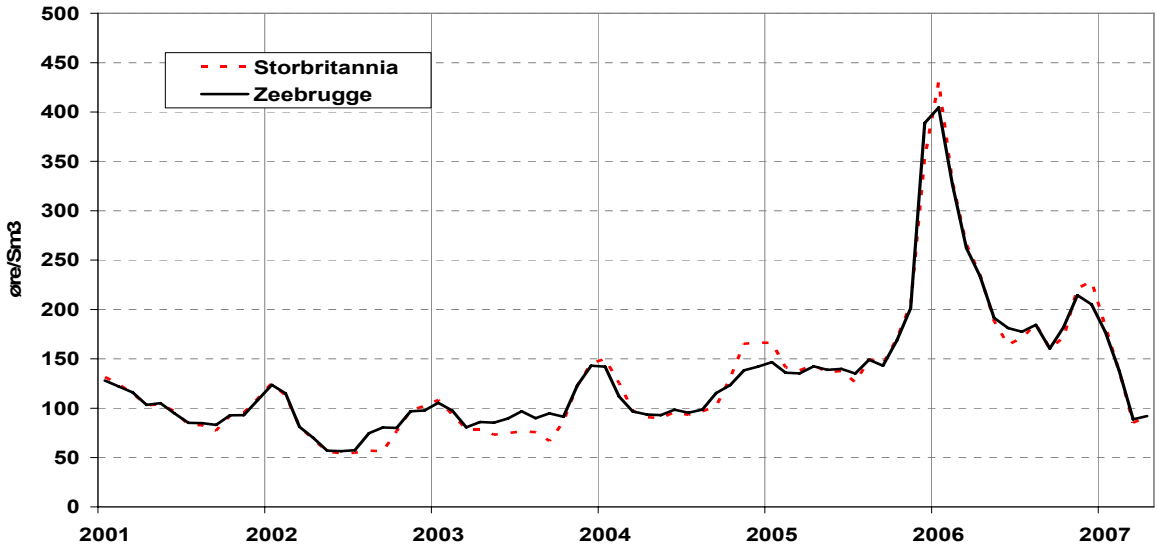
Figur 1.4.6 Prisutvikling på utslippstillatelser for CO_2. Kilde: Nord Pool



Figur 1.4.7 viser utviklingen i gasspriser i Storbritannia og på kontinentet (Zeebrügge). Gassprisene steg kraftig i løpet av fjerde kvartal 2005. Etter toppen rundt årsskiftet 2005/2006, og videre inn i 2007 har det vært en markant nedgang i gassprisene. Prisen i første kvartal 2007 er den laveste som har vært observert siden 2004. Prisene som oppgis i figuren kan avvike betydelig fra det hver enkelt kraftprodusent betaler for gassen, både som følge av forskjeller i transportkostnader og som følge av at bedriftene og distributører av naturgass i stor grad har langsiktige gassavtaler som er knyttet til terminpriser på alternative energibærere.

Tar man utgangspunkt i et kraftverk med virkningsgrad på 55 prosent ville de direkte kostnadene for gassen gitt en brenselskostnad på om lag 150 kr/MWh i mars, basert på gassprisene på kontinentet. Tilsvarende brenselkostnad var om lag det dobbelte i januar 2007.

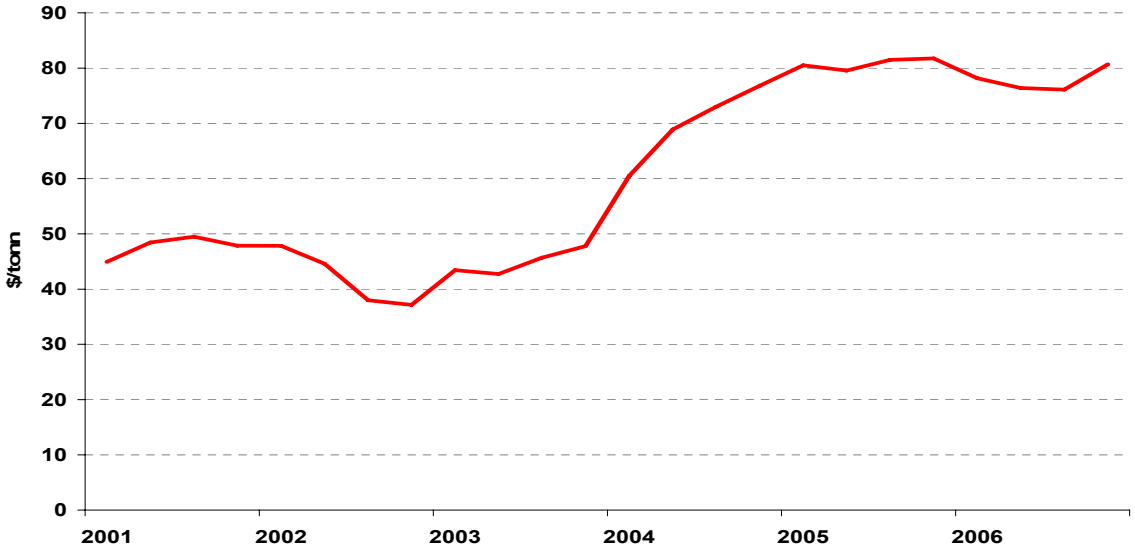
Figur 1.4.7 Gasspriser i Storbritannia og Zeebrugge, 2001 – april 2007. Kilde: Deloitte & Touche LLP og Spectron Group Limited



Prisen på kull har vært stigende i perioden fra 2003 til 2006. I 2006 var prisen stabil før den økte noe i siste kvartal. Prisene på kull fra vår kilde er kun tilgjengelig fram til og med fjerde kvartal 2006. Gjennomsnittlig pris i fjerde kvartal var 81 dollar pr tonn. Mye av kraftproduksjonen i Tyskland er basert på kull, og prisen på steinkull utgjør en stor del av produksjonskostnadene i slike kraftverk. Også i Danmark og Finland har kraftverk med kull som innsatsfaktor en betydelig andel av den totale kraftproduksjonen.

Et kullkraftverk med 40 prosents virkningsgrad ville hatt en brenselskostnad på om lag 130 kr/MWh i fjerde kvartal 2006. Nedgangen i gassprisene den siste tiden har ført til at brenselskostnadene for kull- og gasskraftverk har nærmet seg hverandre.

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



1.5 Sluttbrukermarkedet

Som følge av lavere kraftpriser i engrosmarkedene, har husholdningenes utgifter til elektrisk kraft vært lavere i første kvartal 2007 enn i samme periode i fjor. En husholdning med et årlig forbruk på 20 000 kWh hadde i snitt en utgift på 6086 kroner for standard variabel kontrakt og en utgift på 5377 kroner for en spotpriskontrakt i første kvartal 2007. Det er en nedgang på henholdsvis 477 og 1286 kroner fra i fjor.

Prisforskjellen mellom standard variabel kontrakt og spotpriskontrakt ble redusert i første kvartal 2007, og utgjorde i snitt i underkant av 10 øre/kWh. Snittprisen på standard variabel kontrakt for dominerende leverandører var 38,2 øre/kWh i første kvartal mens en spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh gav en snittpris på 28,7 øre/kWh.

Husholdningene	1. kv. 2007	Endring fra 1. kv. 2006
Forbruksveid[3] kraftpris (øre/kWh):	38,3	-7,1
- Markedspris-kontrakt (spot)[4]	28,7	-18,2
- Standard variabel:		
- Dominerende leverandører[5]	38,2	-7,3
- 15 billigste landsdekkende[6]	36,6	-5
Antall leverandør-skifter (1000 stk.)	70,2	- 8,0
Kontraktsvalg (%):		
- Markedspris/spot	33,7	+8,3
- Fastpris:	16,9	+0,1
- Standard variabel	49,5	-8,3

I alt 70 200 husholdningskunder skiftet kraftleverandør i første kvartal 2007. Dette er 8000 færre leverandørskifter enn det var første kvartal i 2006. Selv om standard variabel kontrakt fremdeles er den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge, har denne kontraktsformen nå under 50 prosent oppslutning.

1.5.1 Priser og prisutvikling

Prisen for standard variabel kontrakt inkludert mva. var ved inngangen til første kvartal 45,5 øre/kWh for et utvalg bestående av dominerende kraftleverandør i 22 av de største nettområdene. Prisen har falt gjennom kvartalet, og den endte på 32,5 øre/kWh i uke 13.

Den volumveide gjennomsnittprisen for dominerende leverandører var 38,2 øre/kWh i 1. kvartal. Dette var om lag likt med den aritmetiske snittprisen. Med andre ord var det samlet sett ikke forskjeller i prisfastsettelsen mellom store og små aktører i utvalget i første kvartal.

---

[3] Veid snitt av pris for standard variabel kontrakt for dominerende leverandør over kvartalet og året, der vektene er bestemt av forbrukets fordeling over kvartal og år.

[4] Aritmetisk snitt m. påslag på 1,9 øre/kWh basert på snittet av landsdekkende leverandører for 2007.

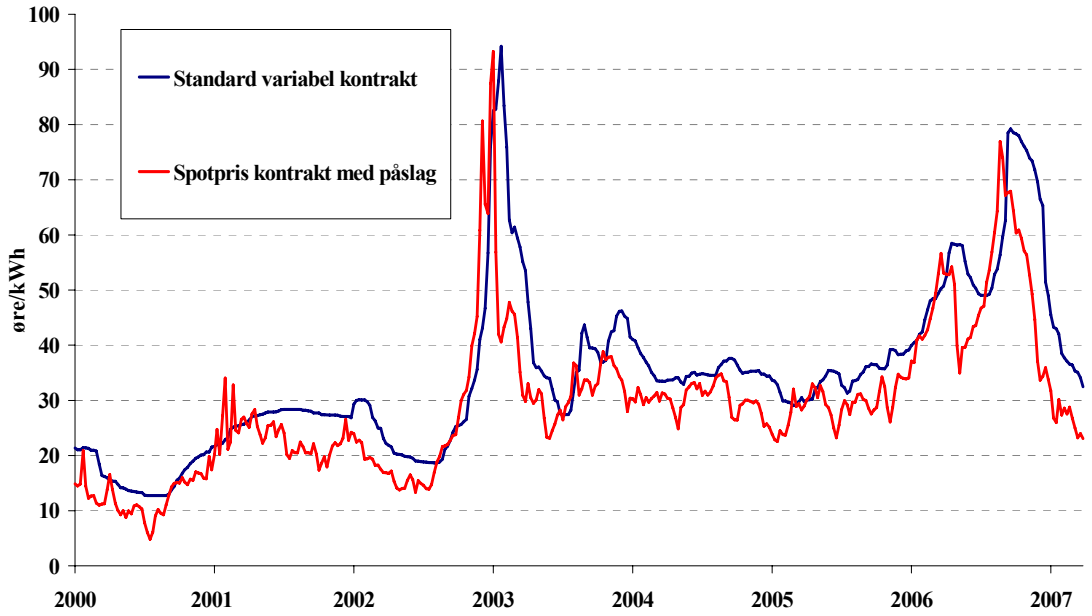
[5] Volumveid snitt av 22 leverandørers priser.

[6] Uveid gjennomsnitt av leverandørenes priser.

Den aritmetiske gjennomsnittsprisen for de 15 billigste landsdekkende leverandørene var 36,6 øre/kWh i 1. kvartal 2007. Dette er 1,6 øre/kWh lavere enn volumveid snitt av dominerende leverandører i samme kvartal.

Prisen for en spotpriskontrakt med et påslag på 1,9 øre/kWh viste også en nedadgående tendens gjennom hele kvartalet, fra 33,6 øre/kWh i uke 1 til 25 øre/kWh i uke 13. I gjennomsnitt var prisen for en spotpriskontrakt 28,8 øre/kWh i første kvartal.

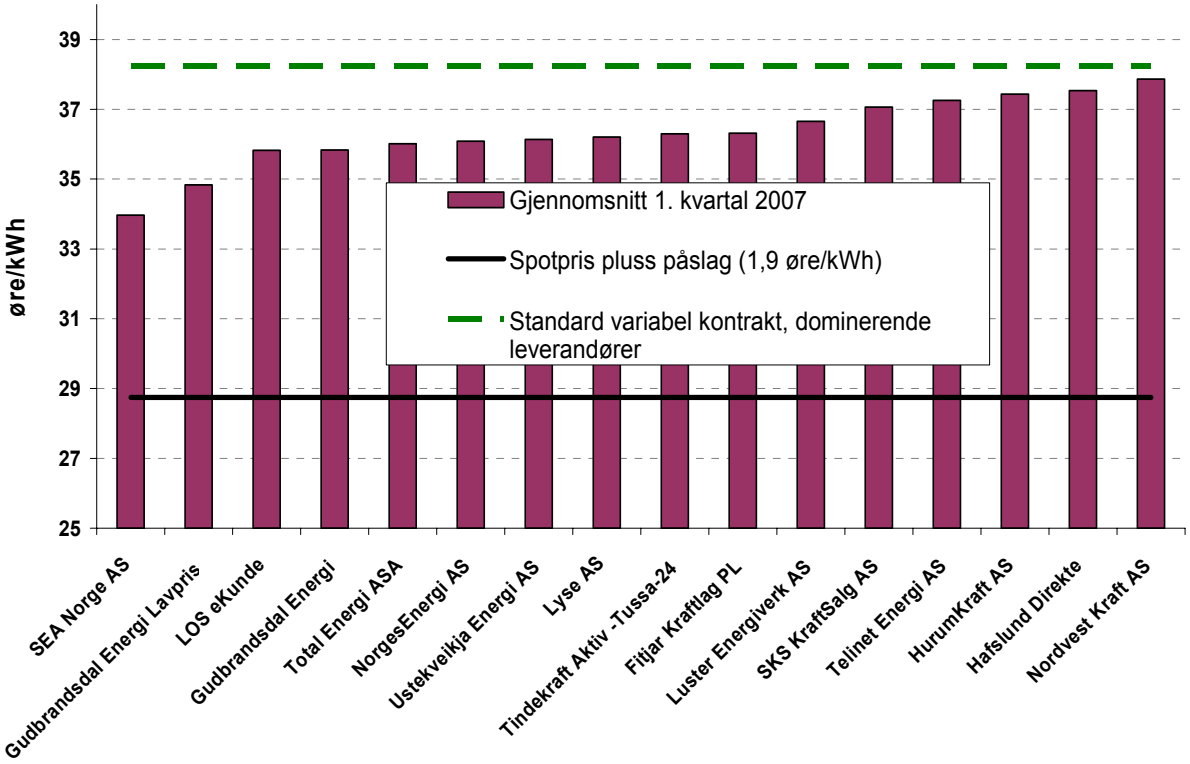
Figur 1.5.1 Standard variabel kraftpris og spotpris, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



I figur 1.5.2 sammenlignes gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for de dominerende leverandørene med gjennomsnittlig kraftpris for hver enkelt landsdekkende leverandør for 1. kvartal 2007.

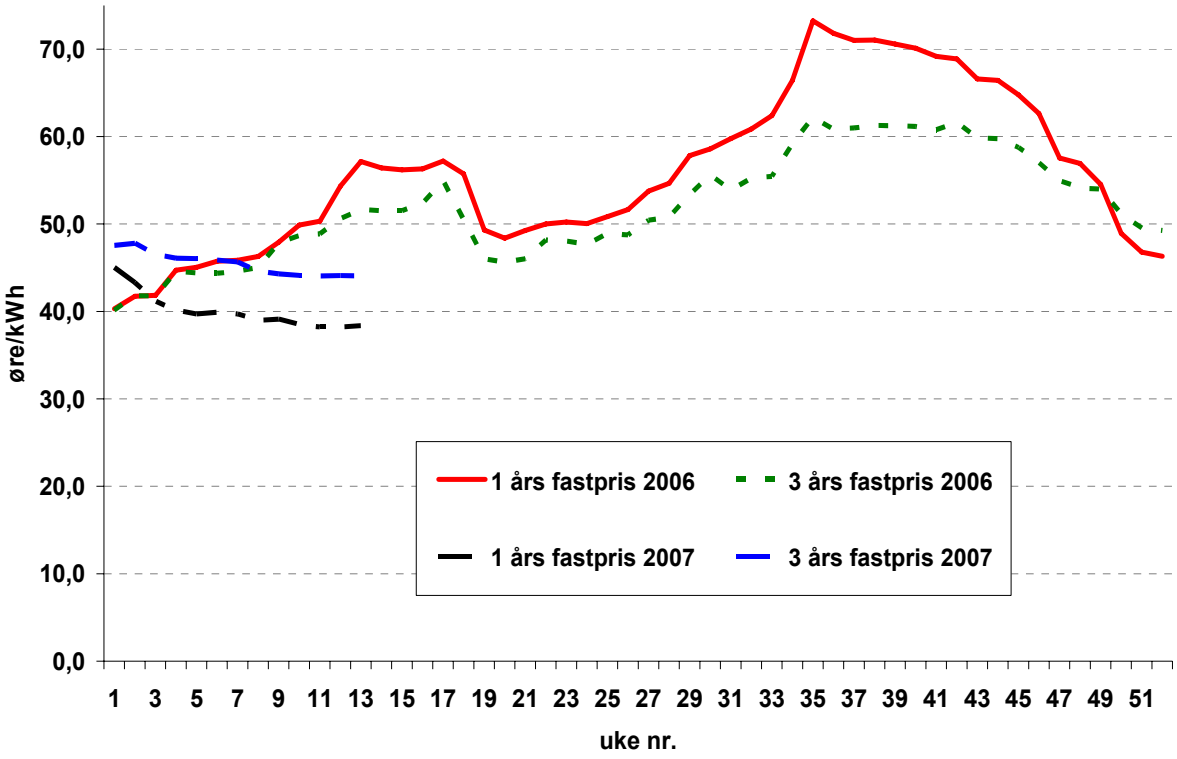
Alle de landsdekkende leverandørene som figurerte på Konkurransetilsynets prisoversikt gjennom hele kvartalet, lå under dette snittet for dominerende leverandører. De landsdekkende leverandørenes standard variabel pris lå i snitt 7,6 øre/kWh over en spotpriskontrakt med påslag.

Figur 1.5.2 Aritmetisk snitt for 15 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med snittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Gjennomsnittet av landsdekkende kraftleverandørers 1-års fastpriskontrakt var 45 øre/kWh ved inngangen til første kvartal. Mildt vær, lavt forbruk, lave produksjonskostnader for varmekraft og god ressurstilgang har ført til at prisene i de finansielle markedene har falt. Dermed har også prisen på fastpriskontrakten for norske forbrukere falt. Ved utgangen av første kvartal var prisen på 38,4 øre/kWh. Prisen på 3-års fastpriskontrakt var 47,6 øre/kWh i uke 1 og 44,1 øre/kWh i uke 13. Pristrenden har vært nedadgående hele første kvartal for både 1-årskontrakter og 3-årskontrakter. Ved utgangen av første kvartal var det 17 landsdekkende leverandører som tilbød 1-års fastpriskontrakt og 6 landsdekkende leverandører som tilbød 3-års fastpriskontrakt.

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



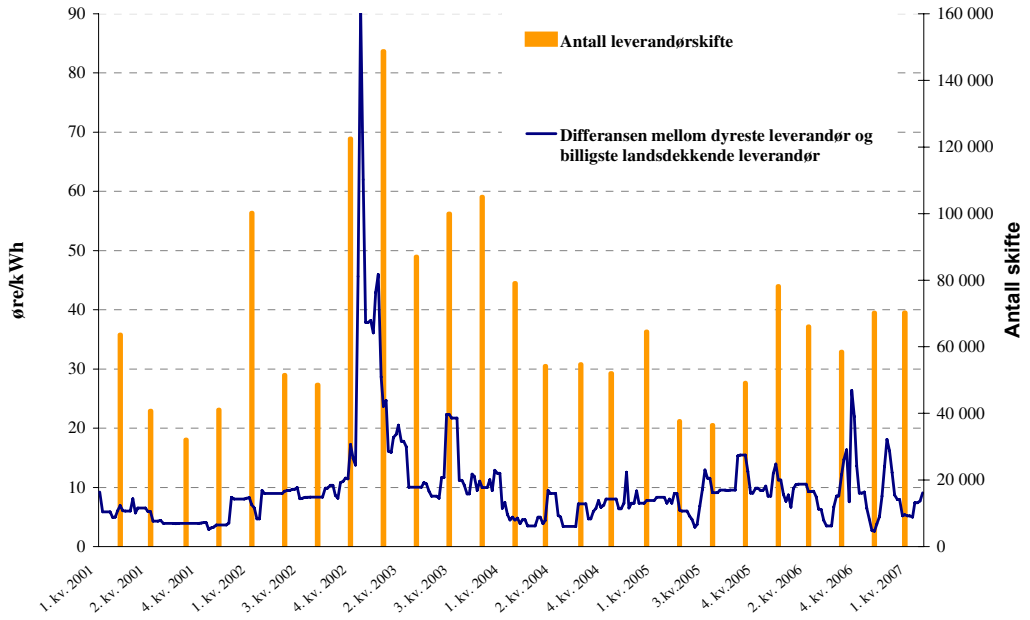
1.5.2 Leverandørskifter

Norske husholdningskunder står fritt til å skifte kraftleverandør dersom de ikke har knyttet seg til en leverandør gjennom for eksempel en fastpriskontrakt. Normalt skal det ikke ta mer enn to uker å skifte fra en kraftleverandør til en annen.

I 1. kvartal 2007 var det 70200 husholdninger som skiftet leverandør. Det er 8000 færre leverandørskifter enn i samme kvartal i fjor.

Forskjellen mellom billigste landsdekkende leverandør og dyreste dominerende leverandør har i snitt vært mindre dette kvartalet, sammenlignet med samme kvartal i fjor. Første uka i kvartalet var differansen 12,5 øre/kWh, siden har differansen ligget på mellom 5 og 9 øre/kWh.

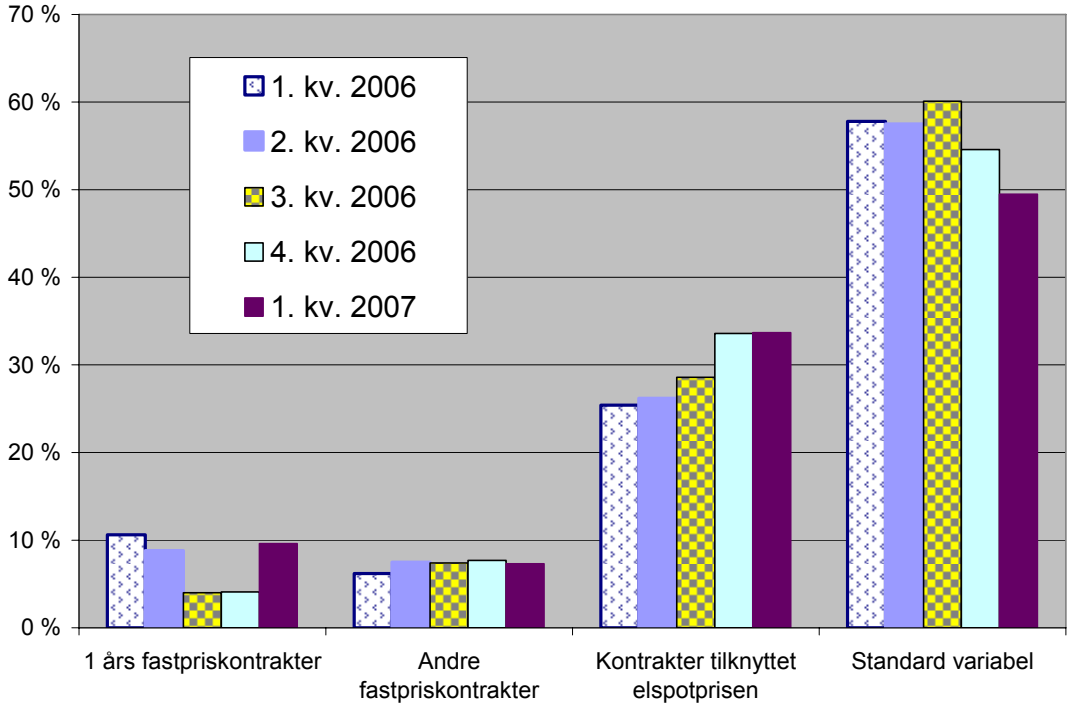
Figur 1.5.4 Prisspredning og antall leverandørskifter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1.5.3 Kontraktsvalg

Som figur 1.5.5 viser, er standard variabel kontrakt fortsatt den mest vanlige kontraktsformen for husholdningskunder i Norge. I løpet av første kvartal har imidlertid andelen husholdninger med denne kontraktstypen sunket til 49,5 prosent. Dette er en nedgang på hele 5,1 prosentpoeng fra fjerde kvartal i fjor. Sammenlignet med første kvartal i fjor er nedgangen på 8,3 prosentpoeng. Av all kraft solgt til husholdninger i første kvartal 2007, utgjorde andelen kontrakter med fast pris 16,9 prosent. Sammenlignet med første kvartal 2006 er dette omtrent uendret. Sammenlignet med fjerde kvartal i fjor er dette imidlertid en oppgang på hele 5,1 prosentpoeng. Hovedsakelig er det andelen av 1-årskontrakter som har økt fra 4,1 prosent til 9,6 prosent. Dette innebærer at en del av husholdningene har gått fra å være tilknyttet en standard variabel kontrakt til en 1-årskontrakt. Andelen med kontrakter tilknyttet spotprisen var 33,7 prosent i første kvartal 2007. Dette er uendret fra fjerde kvartal, mens det er en økning på 8,3 prosentpoeng sammenlignet med første kvartal 2006.

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



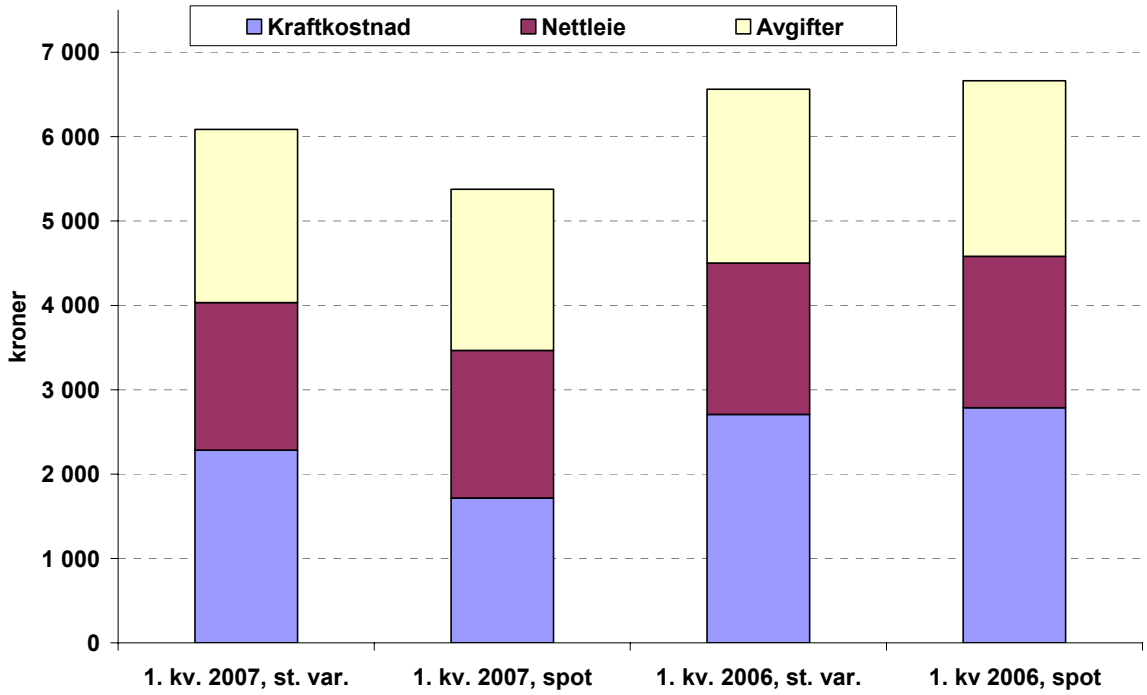
1.5.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for en forbruker består av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en norsk husholdningskunde inkludert avgifter var kr 6086 i første kvartal 2007 ved standard variabel kontrakt og kr 5377 ved markedskontrakt (spotpris).[7] Dette er en nedgang på henholdsvis 7,3 og 19,3 prosent fra samme kvartal i fjor. Hovedsakelig skyldes dette lavere kraftpris.

Den totale kostnaden for en gjennomsnittsforbruker (standard variabel kontrakt) bestod i første kvartal 2007 av 37,5 prosent til kraft, 28,7 prosent til nettleie og 33,7 prosent til avgifter (merverdiavgift og forbrukeravgift). Tilsvarende tall for første kvartal 2006 var 41,3 prosent til kraft, 27,3 prosent til nettleie og 31,4 prosent til avgifter.

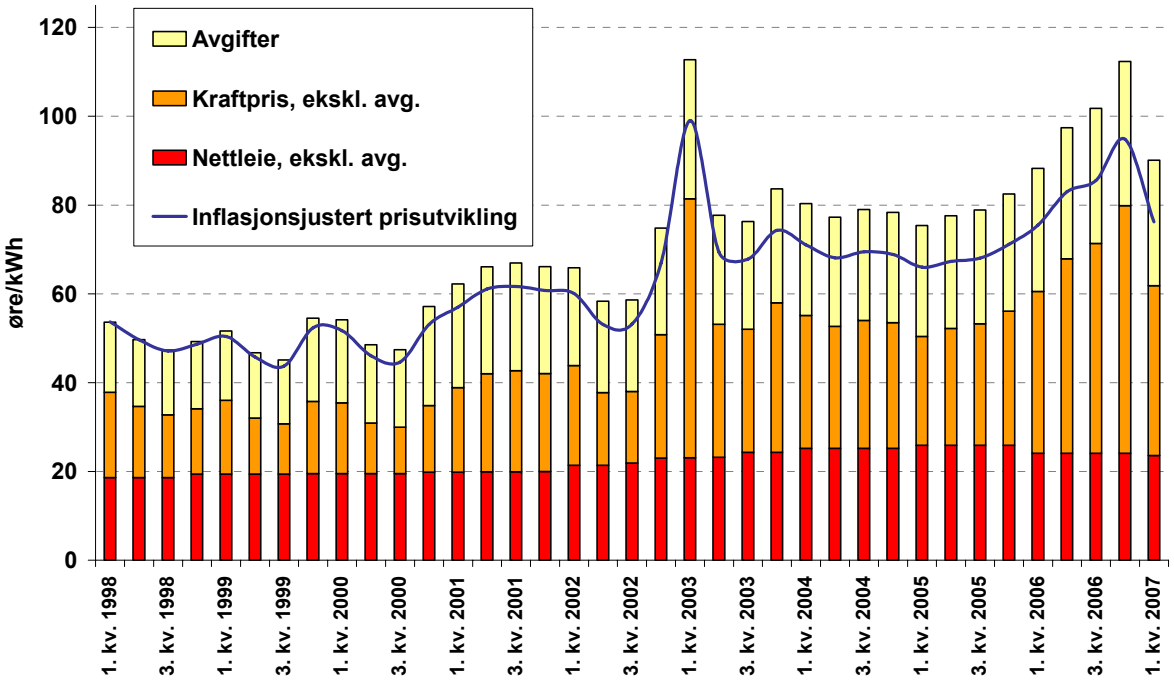
[7] For markedskontraktene er det brukt spotpris inkl, mva pluss et påslag på henholdsvis 1,9 og 2,2 øre/kWh som var snittet for landsdekkende leverandører i 2006. For standard variabel kontrakt er det brukt et volumveid snitt av pris fra dominerende leverandør i et utvalg av 22 nettområder. Siden dominerende leverandør ofte ligger over resten av markedet i pris, vil dette være noe høyere enn om man brukte et snitt av alle landsdekkende leverandører. Videre er det brukt en justert innmatingsprofil (JIP) fra 2006 som er et vektet gjennomsnitt av JIP for dominerende leverandør i 11større nettområder.

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



Figur 1.5.7 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie, og avgifter fra 1998 til og med 1. kvartal 2007. Etter en periode med stigende kraftpriser, har 1. kvartal 2007 vist en tydelig prisnedgang. Dette skyldes blant annet lavere kostnader for varmekraftproduksjon, god ressurstilgang, mildt vær og relativt lavt forbruk. Gjennomsnittlig nettleie for 2007 er også noe lavere enn gjennomsnittlig nettleie for 2006. Forbruksavgiften økte fra 10,05 øre/kWh ekskl. mva i 2006 til 10,23 øre/kWh ekskl. mva i 2007. Allikevel er utgiftene til avgiftene noe redusert, blant annet som følge av de lavere kraftprisene som inngår i beregningsgrunnlag for merverdiavgiften.

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



1.5.5 Nettleie til husholdningskunder

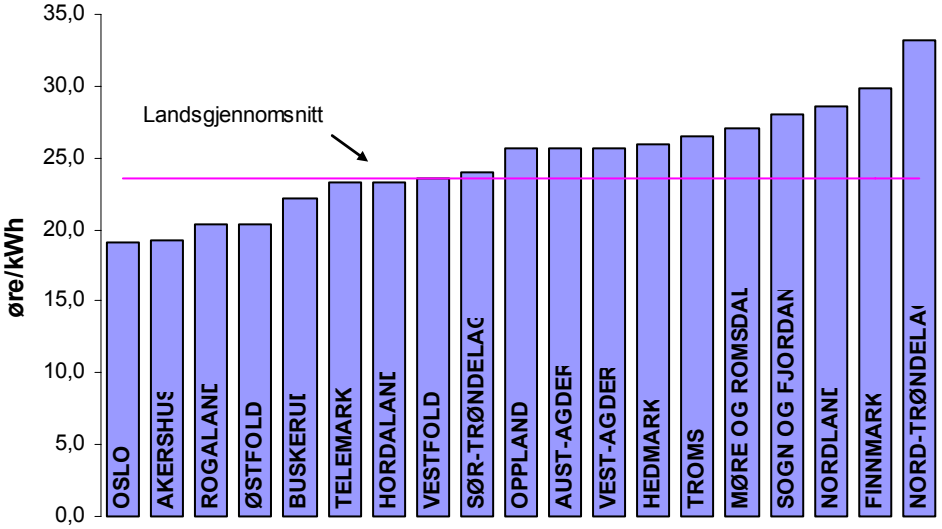
NVE fastsetter en årlig inntektsramme for hvert enkelt nettselskap. Inntektsrammen er en øvre grense for hvor høy inntekt nettselskapet kan hente inn gjennom nettleien. Størrelsen på inntektsrammene påvirkes av egenskapene ved selskapet og nettet. Kundestruktur, antall kilometer ledning og topografi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

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

Ved inngangen til 2007 var den gjennomsnittlige nettleien for en husholdningskunde 23,5 øre/kWh (eksklusiv mva og forbruksavgift). Dette er en reduksjon på 0,6 øre/kWh fra 2006.

Det er stor spredning mellom høyeste og laveste nettleie til husholdningene både innenfor og utenfor fylkesgrensene. Oslo har det laveste veide snittet på 19,1 øre/kWh, mens Nord- Trøndelag ligger i andre enden av skalaen med en nettleie på 33,2 øre/kWh. I de fleste fylker er veid gjennomsnittlig nettleie redusert eller uendret fra 2006. Unntakene er Sør-Trøndelag; Nordland og Finnmark hvor nettleien steg fra 2006.

Figur 1.5.6 Beregnet nettleie i øre/kWh (ekskl. mva og forbruksavgift) per 1. januar 2007 med forbruk lik 20 000 kWh. Landsgjennomsnittet og gjennomsnittene for hvert fylke er veid. Vektene er nettselskapenes overføringskvanta (GWh). Kilde: NVE



2 Temaartikkel

2.1 Varmepumper i Norge – status og utsikter

Av avdelingsingeniør Arne Fredrik Lånke, Energi- og markedsavdelingen, NVE

Varmepumper representerer en vesentlig fornybar energiproduksjon som ikke synliggjøres i offisiell statistikk. Imidlertid utarbeider Norsk Varmepumpeforening en årlig salgsstatistikk over varmepumper fordelt på kategorier. For å få oversikt over varmepumpenes bidrag til energisystemet fikk NVE gjennomført en utredning i 2005. Utredningen, som ble gjennomført av konsulentselskapet COWI, viste at med rundt 4 TWh netto varmetilskudd fra norske varmepumper årlig (COWI 2005) er energiproduksjonen i samme størrelsesorden som det nyttbare varmetilskuddet fra ved.

Fornybar energiressurs

Varmepumper er interessante i forbindelse med omlegging og effektivisering av energibruken i Norge. Ettersom omgivelsesvarme er en tilnærmet ubegrenset fornybar energiressurs, vil potensiell utnyttelse kun begrenses av hva som er lønnsomt. Utnyttelse av omgivelsesvarme har gjerne små miljøvirkninger sammenlignet med annen energiproduksjon. Mange varmepumper kan reverseres og benyttes til kjøling. Dette gir også mulighet for å kombinere varmepumper med lagring av varme, eventuelt kulde, i for eksempel borebrønner. Varmepumper krever imidlertid tilførsel av en del energi av høyere kvalitet, som regel i form av elektrisitet fra nettet.

Prinsippet bak varmepumper

Omgivelsesvarme er en ressurs som finnes i tilnærmet ubegrensede mengder. Som energiressurs er den imidlertid vanskelig å utnytte direkte. Varmepumper henter varme fra en kilde med lav temperatur, gjerne omgivelsesvarme, og hever temperaturen til et nivå der varmen kan brukes til et nyttig formål. For å fungere må pumpen tilføres noe energi. Vanligvis er dette elektrisitet, men varmepumper kan drives også med annen energi.

Forholdet mellom energimengden i varmen fra varmepumpen og energimengden i elektrisiteten som varmepumpen bruker kalles varmepumpens effektfaktor eller varmefaktor (COP). Når varmepumpen leverer mer energi enn det den forbruker, hvilket er hensikten, vil varmefaktoren være et tall høyere enn 1. En varmepumpe med en varmefaktor på 3 leverer 3 ganger så mye varme som det den forbruker av elektrisitet. Varmefaktoren av avhenger av temperaturforskjellen mellom varmekilden og temperaturnivået det skal heves til. For en luft-til-luft varmepumpe som brukes til romoppvarming vil dette være differansen mellom temperaturen på uteluften og romtemperaturen inne. Økt temperaturdifferanse gir redusert varmefaktor.

Varmefaktoren slik den er beskrevet ovenfor måles altså ved en gitt tilstand. Når temperaturene varierer, for eksempel på grunn av skiftende årstider vil varmepumpens varmefaktor også variere. Det er derfor interessant å vite hva den gjennomsnittlige varmefaktoren over tid vil være. Det er vanlig å bruke betegnelsen årsvarmefaktor for å beskrive den gjennomsnittlige varmefaktoren for en varmepumpe i den tiden den er i drift i løpet av et år. I en slik betraktning vil også energien varmepumpen bruker når den ikke leverer varme, eksempelvis ved automatisk avriming eller selvrens, inngå. Typisk årsvarmefaktor for varmpumper til boliger var 2,6 i 2005 (COWI 2005). For større varmepumper til bygningsoppvarming var typisk årsvarmefaktor ca. 3 (ibid). Teknologiutvikling medfører at varmepumpene blir stadig mer effektive.

Ulike typer varmepumper og varmekilder

Varmepumper finnes av ulike typer og er av svært varierende størrelse. Varmepumper finnes fra de store i MW-klassen til små luft-til-luft varmepumper som benyttes i boliger og har en effekt på noen få kW. Som eksempel på en stor varmepumpe kan nevnes at Viken fjernvarme har bygget en kloakkvarmepumpe med en effekt på 18 MW i Oslo (NFV 2005).

Det er vanlig å dele varmepumpene inn i tre kategorier:

- Luft/luft-varmepumper – Henter varme fra luft på den kalde siden (uteluft, avtrekksluft) og avgir varme til luft på den varme siden (rom, innluft ventilasjon)
- Luft/vann-varmepumper – Henter varme fra luft på den kalde siden og avgir til vann på den varme siden (vannbårent distribusjonssystem, varmtvannstank)
- Væske/vann-varmepumper – Henter varme fra væske/vann, enten direkte fra kilden eller via en kollektorslange på den kalde siden. En eventuell kollektorslange henter varme fra sjøvann, borehull eller lignende. Denne typen varmepumper avgir varme til et vannbårent distribusjonssystem på den varme siden.

Av mulige varmekilder er sjøvann, ferskvann, grunnvann, grunnvarme, jord, uteluft, kloakk, ventilasjonsluft (avtrekk), gråvann (avløpsvann), kjølevann (spillvarme fra prosesser). Varmekildene har ulike fordeler og ulemper som vi ikke skal berøre nærmere her.

Teknologiutvikling medfører økt potensial

Varmepumper er ingen ny teknologi. I 1918 ble den første norsk varmepumpen til industriell bruk bygget, mens den første varmpumpen til oppvarming av en større bygning ble satt i drift i 1964. Etter oljekrisen først på 70-tallet økte interessen for varmepumper. Gjennom det meste av 90-tallet var interessen for varmepumper liten, men økende. I 1997 var salget høyere, sannsynligvis som følge av at prisen på elektrisitet var høyere enn vanlig dette året. Fra da av har salget av varmepumper i Norge vært økende.

Varmepumper er i dag i bruk i husholdningene, industrien og i tjenesteytende sektor. Teknologiutvikling gjør at potensielle bruksområder for varmepumper stadig blir flere og medfører at kostnadene ved investering og drift blir lavere. COWI anslår at teknologiforbedringen fra 1990 til 2000 var på omkring 30 %. Det forskes kontinuerlig på dette feltet, og det er grunn til å anta at teknologiutviklingen fortsetter. I hvilken grad varmepumper tas i bruk avhenger i stor grad av kostnadsutviklingen for teknologien sammenlignet med kostnadene knyttet til andre varmeløsninger. Myndighetenes politikk når det gjelder støtteordninger vil påvirke dette forholdet.

Støtteordninger og myndighetenes virkemidler

Det har i Norge vært ulike regimer når det gjelder støtteordninger knyttet til varmepumper. Før 1990 var støtte rettet mot forskning og utvikling. Forskningsstøtte ble gitt fra 1976 og prototyp-/demonstrasjonsanlegg ble støttet fra 1980.

Gjennom "Program for anvendelse av varmepumper" (1989-1993) ble det i en periode på rundt ett år gitt støtte til luft-til-luft varmepumper.

Vinteren 2002-2003 ble det innført en midlertidig tilskuddsordning for husholdningene. Denne ordningen innebar at husholdninger kunne søke om støtte til installasjon av varmepumpe, pelletskamin eller styringssystem for det elektriske anlegget. Rundt 18000 husholdninger mottok støtte til installasjon av varmepumper. I snitt mottok hver av disse kr 4250,- og den samlede støtteutbetalingen til installasjon av varmepumper i husholdningene var på rundt 77 millioner kroner. Elsparingen i husholdningene som investerte i varmepumper ble beregnet til 5116 kWh i gjennomsnitt. I tillegg kommer reduksjon i bruken av andre energibærere som ved og fyringsolje. (TFU 2005)

Høsten 2006 ble det innført en ny tilskuddsordning for husholdningene. Husholdningene kunne da søke om inntil 20 % av de dokumenterte kostnadene ved installasjon av varmepumpe eller pelletskamin. Det ble satt et øvre tak på kr 10 000,-. Luft/luft-varmepumper er ikke omfattet av ordningen. Det er totalt bevilget 71 millioner kroner til denne ordningen.

Større varmepumper i borettslag og nærvarmesentraler som også leverer varme til husholdningene, faller inn under Enova's program for fornybar varme eller under programmet for energieffektivisering i bygg, bolig og anlegg. Støtte til varmepumper i fjernvarmesentraler og næringsbygg faller også inn under disse programmene.

År	2003	2004	2005
Energibruk	0,024	0,022	0,02
Varme (utenom biobrensel)	0,009	0,021	0,02

Tabell 2.1 Støtte til energibruk og fornybar varme i kroner per kWh over levetiden (Enova 2007)

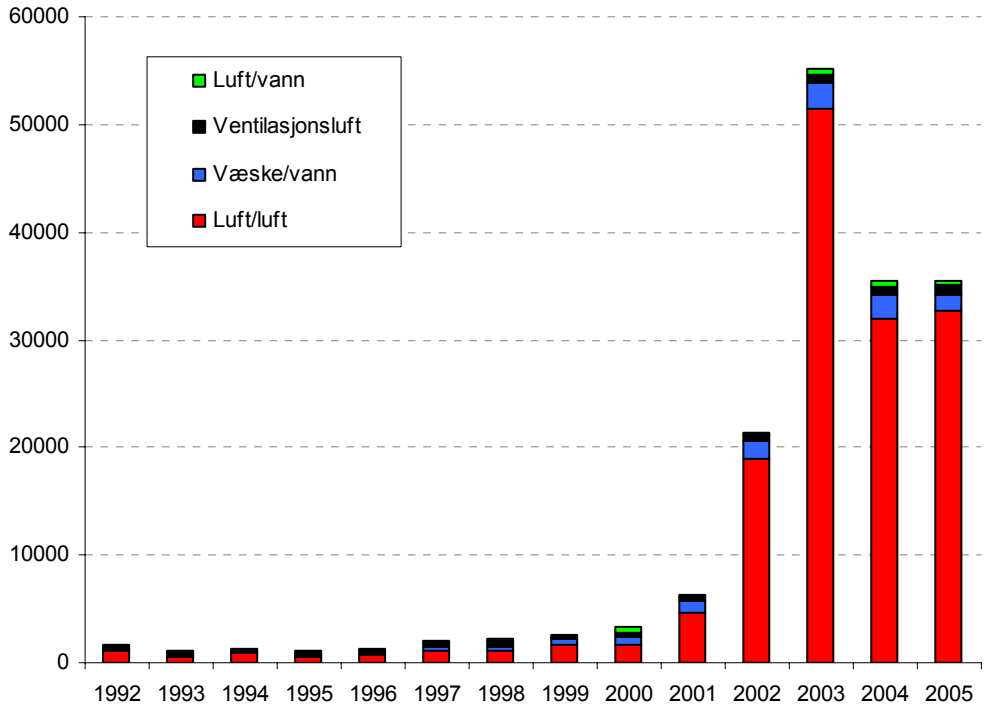
Fra 2002 til 2006 har Enova bevilget 652 millioner kroner og utbetalt 121 millioner kroner innenfor programmet for fornybar varmeenergi. Det kontraktsfestede energiresultatet var i 2006 på 1995 GWh.

Varmepumper i industrien støttes gjennom programmet for energieffektivisering i industri. Enova har fra 2002 til 2006 bevilget 361 millioner kroner, hvorav 96 millioner kroner er utbetalt. Det kontraktsfestede resultatet er på 2192 GWh. (Kilde: Enova 2007)

Markedsutvikling

Salget av varmepumper i husholdningssektoren har økt fra 2002 og fremover. Toppen i 2003 skyldes den nevnte tilskuddsordningen for husholdningene. Salgsstatistikken domineres av luft-til-luft-varmepumper (L/L) fordi disse har vært solgt i stort antall siden 2002. Imidlertid er det væske-til-vann-varmepumper (V/V) som står for den største delen av energiproduksjonen fra varmepumper grunnet langt høyere produksjon per installerte enhet. I 2005 var varmeproduksjonen fra V/V-varmepumper rundt 4,5 TWh, mens L/L- og luft-til-vann-varmepumper (L/V) stod for henholdsvis omtrent 2,2 og 0,5 TWh.

Figur 2.1 Salg av varmepumper – antall enheter

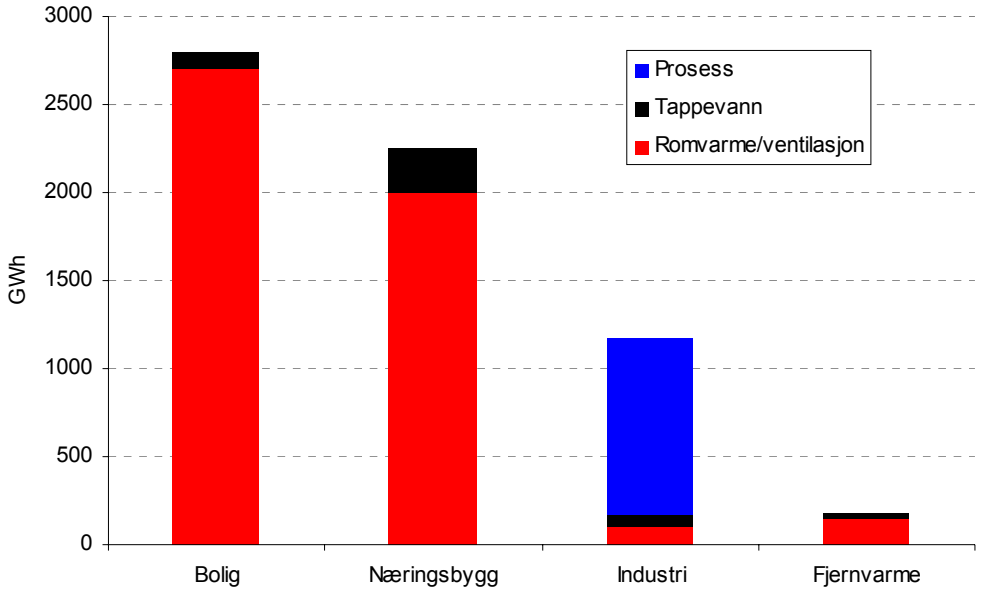


Det økte salget av spesielt L/L-varmepumper etter 2002 har ført til økt leverandørkompetanse og prisreduksjon som følge av volumeffekt i dette markedssegmentet.

Fremskriving av varmepumpenes bidrag

Vista Analyse AS har på oppdrag fra NVE gjennomført en fremskriving av varmeproduksjonen fra varmepumper mot 2020. Målet med fremskrivingen har vært å anslå utviklingen i varmepumpesalget, i tillegg til å vurdere hvilke virkinger varmepumper vil ha på den nasjonale energibruken mot 2020.

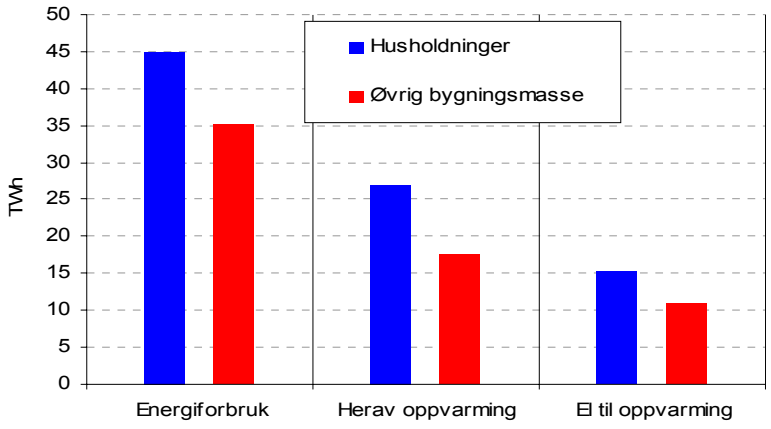
Figur 2.2 Skjønnsmessig sektor- og formålsfordeling av varme fra varmepumper i 2005



Etterspørselen etter varme

Etterspørselen for lavtemperatur varme i hver enkelt sektor vil være avgjørende for hvilke varmemengder som potensielt kan leveres fra varmepumper. Varmeetterspørselen i husholdningene og tjenesteytende sektor er hovedsakelig knyttet til oppvarming av bygninger og varmt tappevann i disse. Det er usikkert hvor stor del av energibruken som går til varmeformål, men et anslag bygninger er gjengitt i figuren nedenfor (i øvrig bygningsmasse inngår også bygninger utenom tjenesteytende sektor).

Figur 2.3 Forbruk av varme (romoppvarming og tappevann) i bygningsmassen i 2005 (kilde: SSB/NVE)



Skjerpede energikrav for bygninger, energimerking og økt fokus på energibruk gjør at vi i fremtiden kan forvente lavere varmeetterspørsel i nye bygninger. Dette favoriserer oppvarmingsløsninger med lave investeringskostnader, noe som tradisjonelt kjennetegner helelektrisk oppvarming. Produsenter av alternative oppvarmingssystemer som generelt har lavere driftskostnader og høyere investeringskostnader, slik som varmepumper, vil måtte forholde seg til en slik gradvis endring av markedet. Dette har betydning for teknologiutviklingen. Boliger mer lavt varmeforbruk har allerede bidratt til en utvikling mot små og kompakte varmepumper.

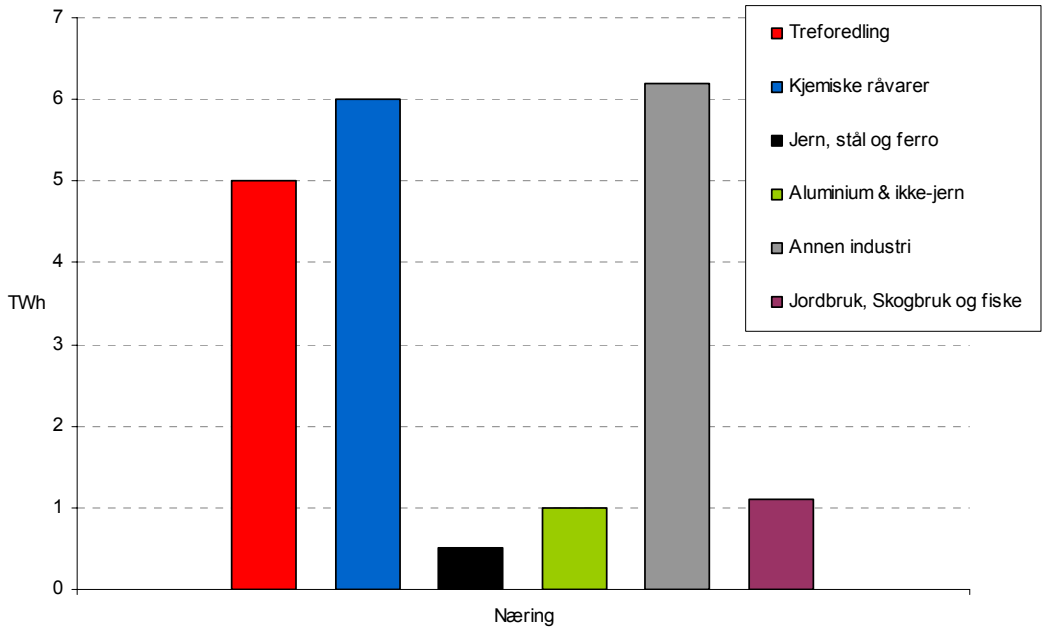
I industrien benyttes varmepumper foruten til romoppvarming og oppvarming av tappevann også til for eksempel:

- Oppvarming av prosessvann (settefiskanlegg, næringsmiddelindustri osv.)
- Tørking (trelast-, møbel- og fiskeindustri)
- Inndampning og destillasjon (Meierier, papirindustri osv)
- Varmegjenvinning fra kuldeanlegg (Næringsmiddelindustri osv)

(Kilde: SINTEF 2006)

Potensialet for bruk av varmepumper i industrien er usikkert. IFE (2005) har gjort et anslag på varmebehovet i ulike næringer utenom husholdninger og tjenesteytende (se fig.).

Figur 2.4 Varmebehov i ulike næringer i 2005 (kilde: IFE)



Størst økning i husholdningene

Husholdningene er per i dag den dominerende varmepumpesektoren, med et beregnet, brutto energibidrag på 2,8 TWh årlig fra varmepumper i 2005. I denne sektoren har det vært en betydelig vekst i perioden 2002-2005 som følge av økt lønnsomhet samt teknologi- og markedsutvikling. Høye energipriser og fallende investeringskostnader har bidratt til bedret lønnsomhet. I Vistas studie forutsettes det at energiprisene vil holde seg høye og muligens øke. Det forutsettes videre at teknologiutviklingen vil føre til ytterligere nedgang i investeringskostnadene, samt bidra til økt anvendelighet. Samtidig vil flere alternative varmekilder konkurrere med varmepumper.

Basert på disse forutsetningene samt tilgjengelige data for kostnader og historisk utvikling av varmepumpemarkedet, har Vista anslått at brutto varmeproduksjon fra varmepumper i husholdningene vil utgjøre mellom 9,6 og 14 TWh i 2020. De har også utredet et middelalternativ med 11,3 TWh. Bruken av tilført elektrisitet til varmepumpene er i middelalternativet beregnet til 3,4 TWh. Middelalternativet er basert på en realpris på el på 75 øre/kWh, en realprisvekst på 2 % for el, reduserte investeringskostnader per varmeeffekt på 2 %, samt 2 % årlig økning i virkningsgrad.

Antatt lavere lønnsomhet i næringsbygg

Markedet for varmepumper i næringsbygg har vært preget av lav lønnsomhet, og få pumper har derfor blitt installert etter år 2000. For mange av de varmepumpene som har blitt bygget i dette segmentet har offentlig støtte vært avgjørende. Helsebygg med teknisk krav til kjøling og stort forbruk av varmt vann har vært en dominerende byggtype med hensyn på valg av varmepumpe som løsning for oppvarming. Lønnsomhet i store deler av dette segmentet fordrer at energiprisene blir høye nok til å forsvare en kapitalkostnad på 25-35 øre per kWh. Man kan ikke forvente et markert fall i investeringskostnadene på samme måte som i husholdningssektoren grunnet høyere grad av skreddersøm for hvert enkelt anlegg. Det er på den annen side sannsynlig at økt etterspørsel etter kjøling vil bidra til å gjøre varmepumper mer attraktive. Vista Analyse anslår at varmepumper i tjenesteytende sektor og næringsbygg for øvrig vil produsere mellom 5,2 og 6,7 TWh varmeenergi i 2020. Den midlere banen gir en produksjon på 5,7 TWh basert på en gjennomsnittlig energipris på 55 øre per kWh for aktørene i sektoren i perioden frem til 2020.

Totalt 10-14 TWh netto varmeproduksjon fra varmepumper

Med samme tilbøyelighet til valg av varmepumpe som i dag anslås det at varmepumper i industrien vil produsere 1,9 TWh (1,7-2,1) varme i 2020.

Samlet vil norske varmepumper produsere mellom 16 og 22 TWh i 2020. Fratrukket forbruket av el gir dette en fornybar energiproduksjon fra varmepumper tilsvarende 10-14 TWh. Det understrekes at det er stor usikkerhet knyttet til dette anslaget Følsomhetsanalyser i modellen Vista har utviklet, med lavere elpriser enn det som er forutsatt, viser redusert vekst i varmepumpemarkedet.

Reboundeffekt

En kan ikke uten videre anta at hele nettoproduksjonen fra varmepumper er spart energi. Dette fordi varmepumpene i mange tilfeller vil muliggjøre, eventuelt gjøre det rimeligere å holde et høyere komfortnivå. For eksempel kan varmepumper reverseres og benyttes til kjøling i bygninger der kjøling ellers ville vært uaktuelt. Likeledes vil en lavere spesifikk energikostnad gjøre at man kan velge å holde en høyere, eventuelt jevnere romtemperatur, eller benytte mer varmt vann enn man ellers ville gjort. Hvor stor denne reboundeffekten (tilbakeslagseffekten) er finnes det ikke grunnlag for å si.

Varmepumpeattityd

Modellen Vista Analyse har utviklet tar utgangspunkt i at varmepumper installeres der dette er lønnsomt. Det er imidlertid kjent at ikke alle energiøkonomiserende tiltak gjennomføres. Likeledes er det sannsynlig at en del varmepumper installeres uten at dette kan sies å være lønnsomt. Modellteknisk har Vista valgt å løse dette gjennom å innføre en faktor de har kalt *varmepumpeattityd*. Denne faktoren er et anslag på aktørenes gjennomsnittlige tilbøyelighet til å velge varmepumper fremfor konkurrerende løsninger. Vista legger til grunn at denne tilbøyeligheten øker over tid. Dette kan begrunnes gjennom faktorer som økt tilgjengelighet, mer kunnskap, økt miljøbevissthet og lavere opplevd risiko ved teknologien. Det kan argumenteres for at varmepumpeattityden kunne inngått som et dynamisk risikotillegg i avkastningskravet. Vista mener imidlertid at deres løsning er mer transparent.

Virkninger for energisystemet

Varmeproduksjonen fra varmepumper vil medføre redusert etterspørsel etter annen energi. Et viktig spørsmål er hvorvidt bruken av varmepumper vil medføre økt eller redusert etterspørsel etter elektrisitet. Vi forutsetter at drift av varmepumper også i fremtiden hovedsaklig vil være basert på elektrisitet. Dersom varmepumper i hovedsak erstatter termiske energibærere, som for eksempel ved og annen bioenergi, kan etterspørselen etter elektrisitet øke. De fleste bygninger som har mulighet for å benytte termiske energibærere i oppvarmingen har også mulighet å bruke elektrisitet. Et eksempel er kjelanlegg som kan veksle mellom fyringsolje og elektrisitet. I perioder med høy oljepris og lavere pris på kraft benyttes en høy andel elektrisitet i disse systemene. Det er ikke gitt at bruken av elektrisitet til oppvarming øker når varmepumper introduseres i slike anlegg. Det er imidlertid sannsynlig at varmepumper i vil kunne erstatte systemer med helelektrisk oppvarming med den følge at elektrisitetsforbruket vil reduseres. I sum er det sannsynlig at virkningen av introduksjon av varmepumper også vil være lavere etterspørsel etter elektrisitet. Dersom reversible varmepumper tillater kjøling i bygg der dette ellers ikke ville vært naturlig kan bruk av varmepumper øke bruken av elektrisitet til kjøling. Elektrisitetsetterspørselen fra varmepumpene vil i henhold til Vista Analyse være i størrelsesorden 6-8 TWh årlig i 2020.

Referanser

COWI 2005: Geir Eggen, Varmepumpenes bidrag til redusert energibruk i Norge, COWI 12/2005, rapport på oppdrag fra NVE, http://www.nve.no/FileArchive/279/Varmepumpenes%20bidrag%20COWI1205.pdf

Enova 2007: Enovas resultat- og aktivitetsrapport for 2006, Enovarapport 2007:1 http://www.enova.no/publikasjonsoversikt/publicationdetails.aspx?publicationID=218

IFE 2005: Kari Aamodt Espegren, Eva Rosenberg og Audun Fidje, Energibruksutvikling 1980-2020 – historisk utvikling, drivkrefter og fremskrivninger, IFE/KR/E-2005/098, rapport på oppdrag fra NVE

NFV 2005: Fjernvarmen NR. 2 2005, Norsk Fjernvarmeforening http://www.fjernvarme.no/fjernvarmen/2005/Fjernvarmen-2-2005.pdf

SINTEF 2007: Jørn Stene, foredrag ved NVE's workshop om varmepumper 2006, Varmepumper – en teknologi i utvikling http://www.nve.no/FileArchive/279/VPteknoutvikl_Sintef0806.pdf

TFU 2005: Evaluering av tilskuddsordningen til varmepumper, pelletskaminer og styringssystemer, NTF-rapport 2005:2, Nord-Trøndelagsforskning (Nå Trøndelag Forskning og Utvikling)

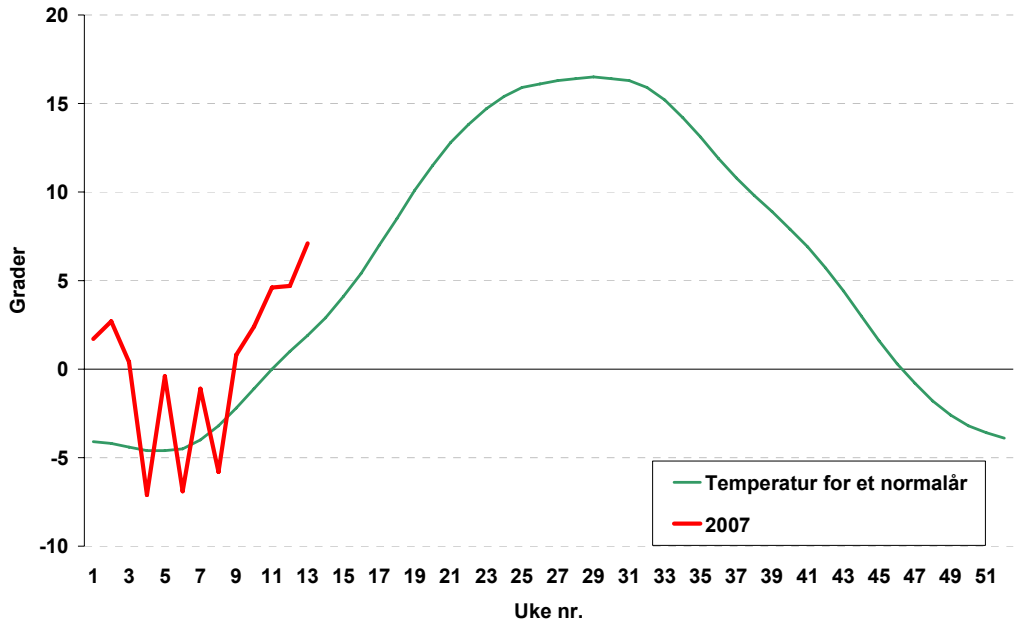
Vista Analyse AS 2007: Christian Grorud, Ingeborg Rasmussen og Steinar Strøm, Fremskriving av varmepumpenes bidrag til det norske energisystemet, rapport på oppdrag fra NVE 2007 http://www.nve.no/FileArchive/279/Varmepumper_fremskriving_feb07.pdf

3 Vedlegg

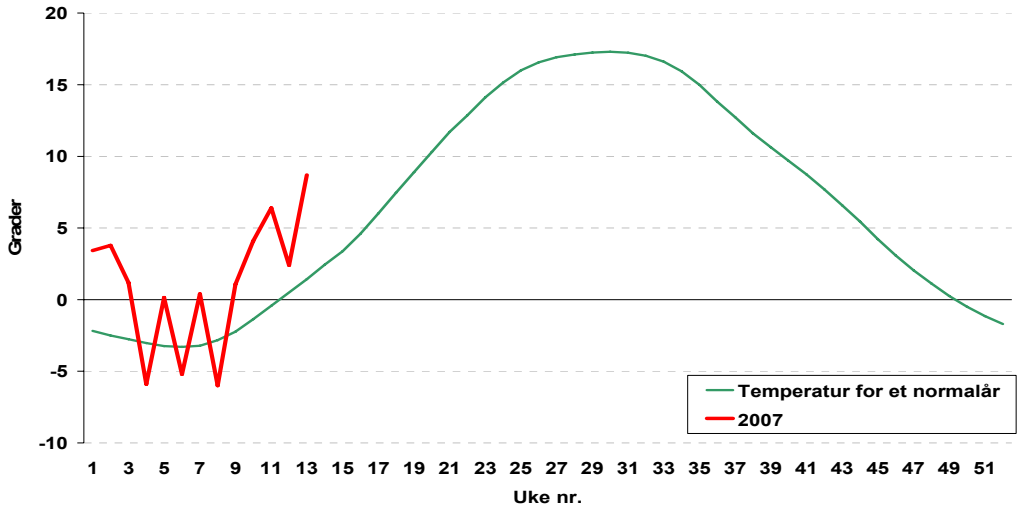
Tabell 3.1 Produksjon, forbruk og utveksling av elektrisk energi, GWh. Kilde: NVE

	Jan - Mar			Tolvmånedersperioder			Mars		
	2006	2007	Endring i %	Apr2005 t.o.m. Mar2006	Apr2006 t.o.m. Mar2007	Endring i %	2006	2007	Endring i %
Total produksjon	41656	36344	-12,8	139321	116351	-16,5	13628	11382	-16,5
+ Import	919	2336	154,2	3742	11219	199,8	476	803	68,7
- Eksport	3779	2368	-37,3	15236	7536	-50,5	921	604	-34,4
= Brutto totalforbruk	38796	36312	-6,4	127827	120034	-6,1	13183	11581	-12,2
- Elektrokjelforbruk	1480	1204	-18,6	4124	3237	-21,5	483	356	-26,3
- Pumpeforbruk	22	58	163,6	1025	576	-43,8	5	16	220,0
- Totale nettap	3211	2906	-9,5	10340	9290	-10,2	1068	900	-15,7
= Nettoforbruk	34083	32144	-5,7	112338	106931	-4,8	11627	10309	-11,3
Kraftintensiv industri	8094	8034	-0,7	33156	31399	-5,3	2765	2845	2,9
Alminnelig forsyning	25989	24110	-7,2	79182	75532	-4,6	8862	7464	-15,8
Bruttoforbruk	36924	34796	-5,8	121251	115427	-4,8	12596	11141	-11,6
Kraftintensiv industri	8337	8275	-0,7	34151	32341	-5,3	2848	2930	2,9
Alminnelig forsyning	28588	26521	-7,2	87100	83086	-4,6	9748	8210	-15,8
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	28361	28155	-0,7	89091	88906	-0,2	8916	9224	3,5

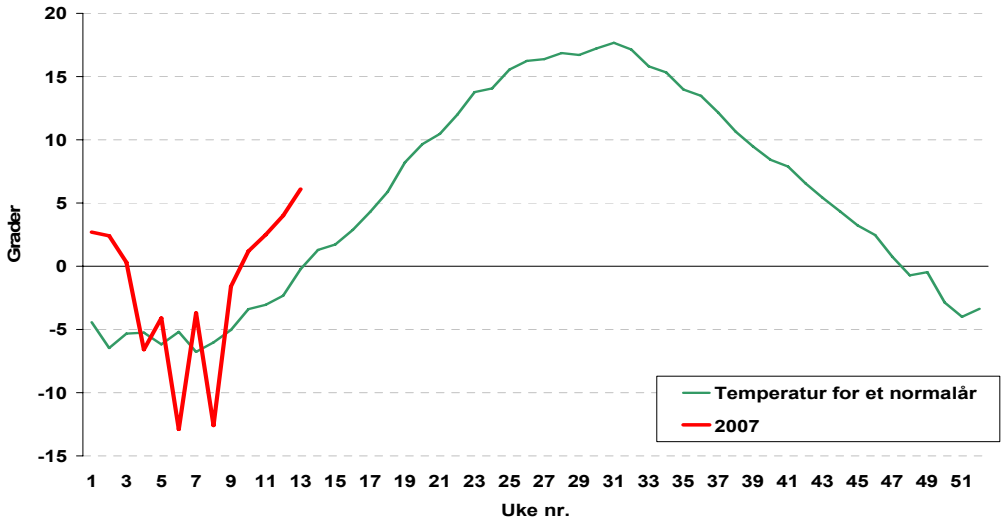
Figur 3.1 Temperaturutvikling Oslo, ukemiddel 2007 og normalår. Kilde: Nord Pool



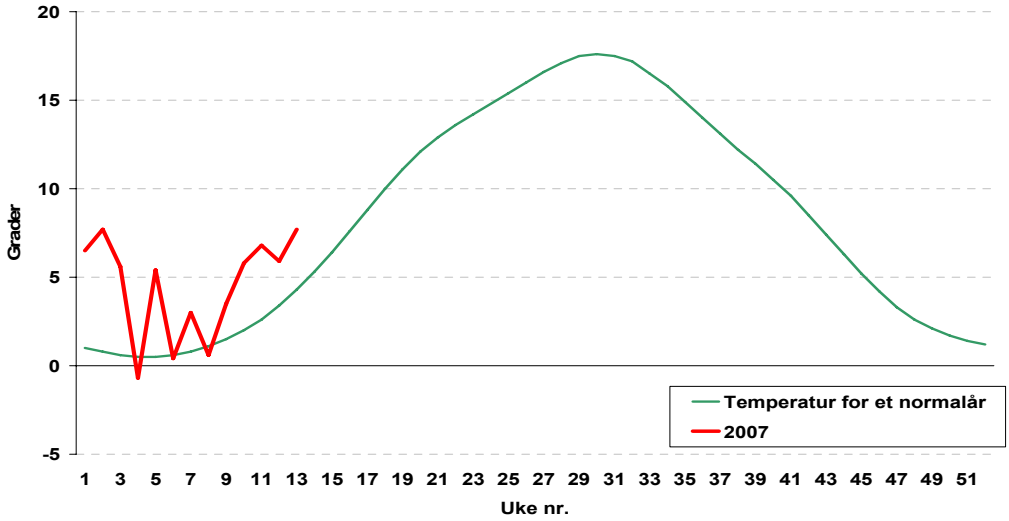
Figur 3.2 Temperaturutvikling Stockholm, ukemiddel 2007 og normalår. Kilde: Nord Pool



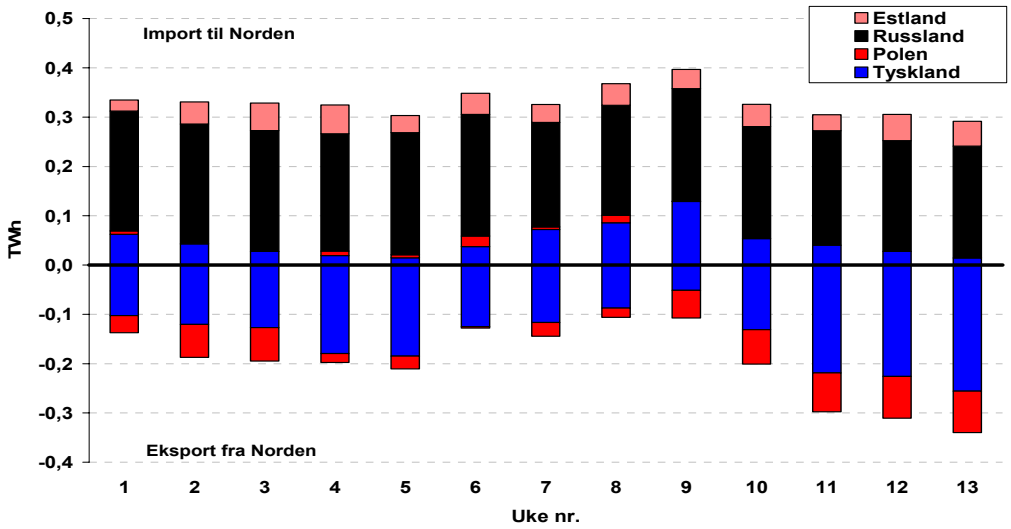
Figur 3.3 Temperaturutvikling Helsinki, ukemiddel 2007 og normalår. Kilde: Nord Pool



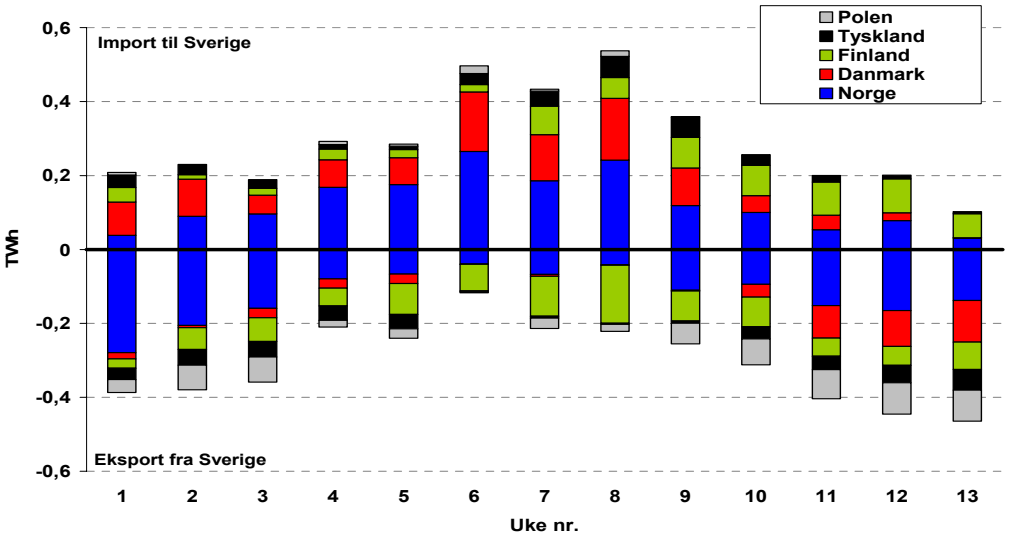
Figur 3.4 Temperaturutvikling København, ukemiddel 2007 og normalår. Kilde: Nord Pool



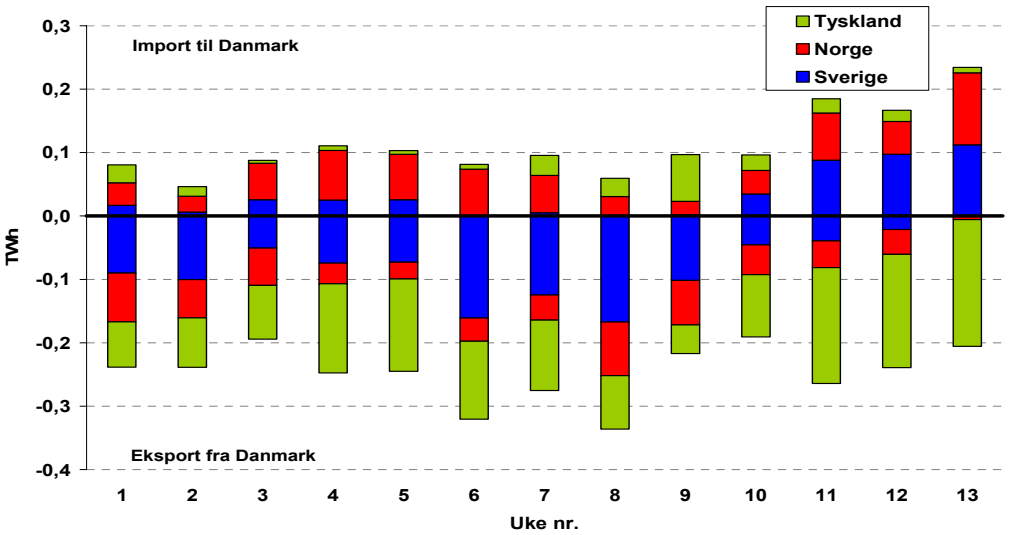
Figur 3.5 Nordisk utveksling av kraft, uke 1-13, 2007. MWh. Kilde: Nord Pool



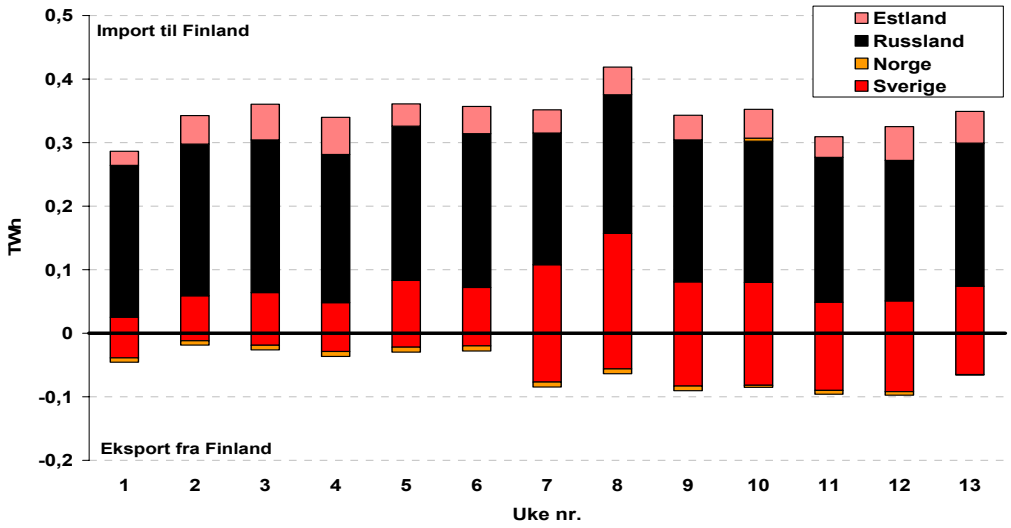
Figur 3.6 Svensk utveksling av kraft, uke 1-13, 2007. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.7 Dansk utveksling av kraft, uke 1-13, 2007. MWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.8 Finsk utveksling av kraft, uke 1-13, 2007. MWh. Kilde: Nord Pool



Tabell 3.1 Tariffer (nettleie) for husholdninger (inkl. mva. og forbruksavgift) i forskjellige nettområder pr. 15. januar 2007[8]. Kilde: NVE

	Fastledd kr/år	Energiledd øre/kWh
Østfold		
Fortum Distribution AS	1562	32,4
Fredrikstad Energi Nett AS	1875	23,0
Hafslund Nett AS	1000	31,7
Rakkestad Energiverk AS	1750	32,8
Trøgstad Elverk AS	1562	46,8
Akershus		
Energi 1 Follo Røyken AS	2108	28,3
Hafslund Nett AS	1000	31,7
Høland Og Setskog Elverk	1875	30,8
Oslo		
Hafslund Nett AS	1000	31,7
Hedmark		
A/L Nord-Østerdal Kraftlag	3688	32,8
Eidsiva Nett AS	2562	31,5
Elverum Energiverk Nett AS	2625	30,5
Kvikne-Rennebu Kraftlag A/L	2500	38,4
Røros Elektrisitetsverk AS	1600	30,3
Stange Energi Nett AS	3000	34,0
Oppland		
As Eidefoss	2234	32,5
Eidsiva Nett AS	2562	31,5
Gudbrandsdal Energi AS	2250	32,8

[8] Tariffenes enkelte ledd er omregnet til årsgjennomsnitt. For å få vite den eksakte nettleien med gebyrer og vilkår for kraftoverføring må kunden henvende seg til nettselskapet.

Hadeland Energinett AS	2750	34,4
Skjåk Energi	1775	40,3
Sør-Aurdal Energi BA	3375	28,2
Valdres Energiverk AS	3250	27,2
Vang Energiverk	3125	30,1
Vokks Nett AS	3921	24,7
Buskerud		
EB Nett AS	1250	33,5
Energi 1 Follo Røyken AS	2108	28,3
Flesberg Elektrisitetsverk AS	2100	39,7
Hallingdal Kraftnett AS	2388	28,8
Hemsedal Energi KF	1625	34,7
Hurum Energiverk AS	2450	34,7
Krødsherad Everk	1250	35,3
Lier E-Verk AS	500	35,5
Midt Nett Buskerud AS	2250	28,7
Nore Energi AS	2250	39,5
Ringeriks-Kraft Nett AS	2500	27,7
Rollag Elektrisitetsverk L/L	2250	37,5
Uvdal Kraftforsyning A/L	2576	31,8
Øvre Eiker Nett AS	1875	31,6
Vestfold		
Skagerak Nett AS	2250	31,0
Telemark		
Agder Energi Nett AS	1650	36,5
Drangedal Everk KF	1838	39,0
Hjartdal Elverk AS	2875	36,5
Kragerø Energi AS	1500	33,3
Midt-Telemark Energi AS	1700	30,2
Notodden Energi AS	1875	27,8
Rauland Kraftforsyningslag	2125	34,4
Skagerak Nett AS	2250	31,0
Tinn Energi AS	2062	30,6
Vest-Telemark Kraftlag AS	2060	34,4
Aust-Agder		
Agder Energi Nett AS	1650	36,5
Vest-Agder		
Agder Energi Nett AS	1650	36,5
Rogaland		
Dalane Energi Iks	2312	33,4
Forsand Elverk KF	2016	35,5
Haugaland Kraft AS	1625	34,8
Jæren Everk	1650	31,3
Klepp Energi AS	1500	34,0
Lyse Nett AS	840	31,0
Skånevik Ølen Kraftlag	1800	43,3
Suldal Elverk	2000	37,8

Hordaland		
Askøy Energi AS	2000	27,3
Austevoll Kraftlag Ba	2125	43,5
Bjølvefossen a.s - Energiavdelingen	1250	35,6
BKK Nett AS	1650	32,5
Etne Elektrisitetslag	1800	43,2
Finnås Kraftlag	1800	33,5
Fitjar Kraftlag BA	2494	40,4
Fjelberg Kraftlag	1500	34,9
Fusa Kraftlag	2088	39,7
Haugaland Kraft AS	1625	34,8
Indre Hardanger Kraftlag AS	1875	39,0
Jondal Energiverk	2375	41,5
Kvam Kraftverk AS	1625	34,6
Kvinnherad Energi AS	1838	33,4
Modalen Kraftlag Ba	938	48,8
Odda Energi AS	1964	36,4
Skånevik Ølen Kraftlag	1800	43,3
Tysnes Kraftlag PL	4062	45,3
Voss Energi AS	2175	39,1
Sogn og Fjordane		
Aurland Energiverk AS	1750	35,3
BKK Nett AS	1650	32,5
Elkem Energi Bremanger AS	2000	27,0
Luster Energiverk AS	1405	38,6
Lærdal Energi	1375	36,4
SFE Nett AS	2562	36,9
Sognekraft AS	1850	36,0
Stryn Energi AS	2188	39,9
Sunnfjord Energi AS	1875	43,3
Tussa Nett AS	1875	35,9
Årdal Energi Kf	1000	34,7
Møre og Romsdal		
Istad Nett AS	1875	33,9
Nesset Kraft AS	2750	38,7
Norddal Elverk AS	2875	37,4
Nordmøre Energiverk AS	3062	32,8
Nordvest Nett AS	2729	33,9
Rauma Energi AS	2375	30,3
Sandøy Energi AS	2688	40,5
Stranda Energiverk AS	2900	32,5
Sunndal Energi Kf	2500	31,2
Svorka Energi AS	3125	36,8
Sykkylven Energi AS	2411	37,7
Tafjord Kraftnett AS	1875	37,9
Tussa Nett AS	1875	35,9

Ørskog Energi AS	**2760**	**33,5**
Sør-Trøndelag		
Fosenkraft AS	**2495**	**38,2**
Gauldal Energi AS	**2750**	**38,0**
Hemne Kraftlag BA	**2988**	**38,9**
Kvikne-Rennebu Kraftlag A/L	**2500**	**38,4**
Malvik Everk AS	**2000**	**31,1**
Oppdal Everk A/S	**1875**	**40,4**
Orkdal Energi AS	**2125**	**32,9**
Rissa Kraftlag BA	**3000**	**36,8**
Røros Elektrisitetsverk AS	**1600**	**30,3**
Selbu Energiverk A/S	**2500**	**35,5**
Trondheim Energiverk Nett AS	**1125**	**32,8**
TrønderEnergi Nett AS	**2500**	**41,1**
Tydal Komm Energiverk Kf	**2375**	**32,2**
Nord-Trøndelag		
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk Nett AS	**1500**	**46,8**
Nordland		
Andøy Energi AS	**1800**	**32,2**
As Fauske Lysverk	**2000**	**25,3**
Ballangen Energi AS	**1800**	**35,2**
Bindal Kraftlag Al	**1800**	**37,1**
Bodø Energi AS	**1800**	**24,8**
Dragefossen Kraftanlegg AS	**1850**	**28,5**
Evenes Kraftforsyning AS	**1640**	**34,7**
Helgelandskraft AS	**2600**	**25,6**
Hålogaland Kraft AS	**1190**	**30,1**
Lofotkraft AS	**2600**	**32,0**
Meløy Energi AS	**1200**	**34,2**
Narvik Energinett AS	**1500**	**22,7**
Nord-Salten Kraftlag Al	**2000**	**37,6**
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	**2000**	**38,1**
Sjøfossen Energi AS	**1900**	**38,6**
Skjerstad Kraftlag Al	**1800**	**24,8**
Sørfold Kraftlag A/L	**2100**	**36,0**
Trollfjord Kraft AS	**2200**	**32,4**
Vesterålskraft Nett AS	**2520**	**28,8**
Yara Norge AS	**1200**	**24,8**
Troms		
Alta Kraftlag Al	**1900**	**17,6**
Hålogaland Kraft AS	**1190**	**30,1**
Nord Troms Kraftlag AS	**1800**	**26,5**
Troms Kraft Nett AS	**1560**	**28,5**
Troms Kraft Nett AS – Nettomr: Karlsøy, Lyngen, Storfjord	**1560**	**18,3**
Vesterålskraft Nett AS	**2520**	**28,8**

Finnmark		
Alta Kraftlag Al	**1900**	**17,6**
Hammerfest Energi Nett AS	**2100**	**17,9**
Luostejok Kraftlag Al	**2300**	**21,5**
Nord Troms Kraftlag AS	**1800**	**26,5**
Nordkyn Kraftlag Al	**1560**	**21,0**
Repvåg Kraftlag A/L	**2500**	**21,5**
Varanger Kraftnett AS	**2300**	**18,6**

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

Utgitt i Rapportserien i 2007

Nr. 1 Knut Hofstad: Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore)

Nr. 2 Hervé Colleuille, Ingvill Stenseth: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann Drift og formidling 2006. Status pr. februar 2007

Nr. 3 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2006 (77 s.)

Nr. 4 Britt-Mari Langåsen, Anders E. Grønstvedt, Asle Tjeldflåt, Stig Haugen: Utnyttelse av det norske kraftnettet

Nr. 5 Anders Bjordal og Mads Johnsen: Stabilitet langs Namsen. Utbedring av gamle sikringstiltak (168 s.)

Nr. 6 Halvor Kr. Halvorsen (red): Tilsynsrapport for 2006. NVEs tilsyn (25 s.)

Nr. 7 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2007 (74 s.)