



Kvartalsrapport for kraftmarkedet

4. kvartal 2008

Ellen Skaansar (red.)

1
2009

R
A
P
P
O
R
T



Kvartalsrapport for kraftmarkedet 4. kvartal 2008

Rapport nr. 1

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Ellen Skaansar

Forfattere: Javier Chávez, Hege Bøhler, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Øivind Willumsen

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 20

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0679-1

ISSN: 1501-2832

Sammendrag: I fjerde kvartal kom det i underkant av 10 prosent mer nedbør enn normalt. Også tilsiget var høyere enn normalt i fjerde kvartal. I 2008 var tilsiget i Norge 131 TWh, om lag 10 prosent mer enn normalt. Fyllingsgraden var 68 prosent ved utgangen av året. Produksjonen var 142,4 TWh i 2008. Det er den høyeste årsproduksjonen siden 2000. Tilsig over normalt bidro til den høye produksjonen i fjor. Elektrisitetsforbruket var 128,6 TWh i 2008. Det er det høyeste forbruket noensinne i et kalenderår. De gjennomsnittlige elspotprisene falt i Midt- og Nord-Norge fra tredje til fjerde kvartal, mens de økte i Sør-Norge. Det betyr at prisforskjellene mellom de norske elspotområdene minket i fjerde kvartal. I gjennomsnitt var forskjellen under 4 øre/kWh i fjerde kvartal. Den årlige gjennomsnittsprisen økte i hele landet fra 2007 til 2008, mest i Midt- og Nord-Norge. Kraftprisen til husholdninger gikk opp i Sør-Norge fra tredje til fjerde kvartal, men ned i Midt- og Nord-Norge. For 2008 steg kraftprisen til husholdningene i hele landet.

Emneord: elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarked, 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

Innhold

Forord	4
Sammendrag	5
Kraftmarkedet i fjerde kvartal 2008	6
1.1 Ressursgrunnlaget.....	9
1.1.1 Tilsig i Norge.....	9
1.1.2 Tilsig i Sverige.....	10
1.1.3 Temperatur	10
1.1.4 Nedbør.....	12
1.1.5 Snø	14
1.1.6 Grunn- og markvann	15
1.2 Magasinutviklingen	16
1.2.1 Norske vannmagasiner	16
1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland	17
1.3 Produksjon.....	19
1.3.1 Norge.....	21
1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene	23
1.4 Forbruk.....	25
1.4.1 Norge.....	26
1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene.....	29
1.5 Andre energibærere i Norge	32
1.6 Kraftutveksling	35
1.6.1 Norge.....	37
1.6.2 Andre nordiske land	38
1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet.....	39
1.7.1 Spotmarkedet.....	39
1.7.2 Terminmarkedet.....	42
1.8 Sluttbrukermarkedet.....	47
1.8.1 Priser og prisutvikling	47
1.8.2 Leverandørskifter	50
1.8.3 Kontraktvalg	51
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft.....	52
1.9 Utsikter for framtidig kraftproduksjon.....	54
2 Vedlegg.....	55
3 Temaartikkel.....	66
3.1 Formålsfordeling av energibruken i norsk industri.....	66
3.1.1 Innledning	66
3.1.2 Formålsfordeling	66
3.1.3 Energiforbruk i norsk industri.....	67
3.1.4 Energibruk fordelt på energivare	68
3.1.5 Energibruk fordelt på formål	68
3.1.6 Elektrisitetsforbruk fordelt på formål	69
3.1.7 Oppsummering	69

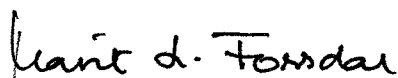
Forord

Energiavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet for fjerde kvartal 2008. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er fjerde utgave i kvartalsrapportens femte årgang. På grunn av behov for datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 3-5 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i mai 2009.

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 Energiavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger. I denne utgaven presenteres én temaartikkel. Den er skrevet av Ellen Skaansar ved Seksjon for analyse.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energiavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Javier Chávez, Hege Bøhler, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Øivind Willumsen og Ellen Skaansar som også har ledet arbeidet.

Oslo, 12. februar 2009.


Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

I fjerde kvartal kom det nedbør som omgjort til vannkraftproduksjon utgjør 38 TWh. Det er i underkant av 10 prosent mer enn normal nedbør i kvartalet. Også tilsiget av vann til vannkraftsystemet var høyere enn normalt i fjerde kvartal. I alt var tilsiget 25,5 TWh, og det er 17 prosent mer enn normalt. For 2008 var tilsiget i Norge 131 TWh, og det er om lag 10 prosent mer enn normalt. Ved utgangen av fjerde kvartal hadde norske vannmagasiner en fyllingsgrad på 68 prosent. Det er 3,6 prosentpoeng lavere enn median fylling og 9 prosentpoeng lavere enn ved årsskiftet 2007/2008.

I 2008 ble det produsert 142,4 TWh elektrisk energi i Norge. Det er en økning på 3,4 prosent fra 2007. Produksjonen i 2008 er den høyeste siden rekordåret 2000 da produksjonen var 142,8 TWh. Det var først og fremst tilsig godt over normalt som førte til den høye produksjonen i fjor. I tillegg bidro høye produksjonskostnader for termiske kraftverk i utlandet til økt etterspørsel etter norsk vannkraft.

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var 35,6 TWh i fjerde kvartal. Forbruket i dette kvartalet er det nest høyeste noen gang – bare 0,7 prosent under den tidligere rekorden fra 2007 på 35,8 TWh. Det norske elektrisitetsforbruket var 128,6 TWh i 2008. Det er det høyeste forbruket noensinne i et kalenderår. Forbruket i tredje og fjerde kvartal i 2008 var likevel samlet noe mindre enn forbruket i tredje og fjerde kvartal i 2007. Ved utgangen av juni i fjor ble forbruket de siste 12 månedene målt til 129,2 TWh.

Norge hadde en nettoeksport på 13,8 TWh i 2008. Nytt i fjor var Norges eksport til Nederland. Prisforskjellene var slik i 2008 at det ble eksportert 3,3 TWh og importert 0,3 TWh på denne nye kabelen.

De gjennomsnittlige elspotprisene falt i Midt- og Nord-Norge fra tredje til fjerde kvartal, mens de økte i Sør-Norge. Det betyr at prisforskjellene mellom de norske elspotområdene minket i fjerde kvartal som i tredje kvartal. I gjennomsnitt var forskjellen under 4 øre/kWh i fjerde kvartal. I løpet av tredje og fjerde kvartal bidro mindre tilsig og lavere magasinifylling i Sør-Norge til å heve kraftprisen i området. Prisfallet i Midt- og Nord-Norge kan sees i sammenheng med fall i prisene på fossile brensler i fjerde kvartal. Den årlige gjennomsnittsprisen økte i hele landet fra 2007 til 2008, og var 32,4 øre/kWh i Sør-Norge, 42,1 øre/kWh i Midt-Norge og 41,0 øre/kWh i Nord-Norge i 2008.

Kraftprisen til husholdninger gikk opp i Sør-Norge fra tredje til fjerde kvartal, men ned i Midt- og Nord-Norge. I snitt var prisen på en markedspriskontrakt 56,4 øre/kWh i Sør-Norge, 61,4 øre/kWh i Midt-Norge og 59,6 øre/kWh i Nord-Norge. Standard variabel kontrakt var dyrere enn en markedspriskontrakt i fjerde kvartal. For 2008 steg kraftprisen til husholdningene i hele landet.

Kraftmarkedet i fjerde kvartal 2008

Mer nedbør og tilsig enn normalt i fjerde kvartal

I fjerde kvartal kom det nedbør som omgjort til vannkraftproduksjon utgjør 38 TWh. Det er i underkant av 10 prosent mer enn normal nedbør i kvartalet. Også tilsiget av vann til vannkraftsystemet var høyere enn normalt i fjerde kvartal. I alt var tilsiget 25,5 TWh, og det er 17 prosent mer enn normalt.

Tilsigsoverskuddet skyldes nedbøren og at snøakkumuleringen i fjerde kvartal var noe lavere enn normalt. Samlet var det 10 prosent mindre snø ved årsskiftet enn normalt. Også i Sverige var det høyere tilsig enn normalt i fjerde kvartal. For 2008 under ett var tilsiget i Norge 131 TWh, og det er om lag 10 prosent mer enn normalt.

Mindre vann i magasinene enn normalt ved årsskiftet

Ved utgangen av fjerde kvartal hadde norske vannmagasiner en fyllingsgrad på 68 prosent. Det er 3,6 prosentpoeng lavere enn median fylling og 9 prosentpoeng lavere enn ved årsskiftet 2007/2008. Bildet er det samme i Sverige, hvor fyllingen ved årsskiftet var 53,5 prosent, 13 prosentpoeng lavere enn normalt og 18,6 prosentpoeng lavere enn ved forrige årsskifte.

Samlet var det dermed 7,4 TWh mindre vann i norske og svenske vannmagasiner enn normalt ved årsskiftet. Finske magasiner hadde høyere fylling enn normalt ved årsskiftet, men de finske magasinene utgjør mindre enn fem prosent av den nordiske vannmagasinkapasiteten.

Høyere kraftproduksjon i Norge og Danmark i fjerde kvartal, lavere i Sverige og Finland

Den norske produksjonen av elektrisk kraft var 38,9 TWh i fjerde kvartal, og det er mer enn fem prosent høyere enn året før. I Sverige og Finland falt produksjonen med 4,1 og 9,3 prosent fra fjerde kvartal 2007, og det vil si at den norske produksjonen til dels erstattet svensk og finsk produksjon. Den danske produksjonen økte svakt i fjerde kvartal, mens kraftproduksjonen i Norden samlet falt med 1,8 prosent.

Nordens samlede kraftproduksjon var 0,2 prosent lavere i 2008 enn i 2007. I varmekraftlandene Danmark og Finland falt produksjonen med 6,4 og 5,3 prosent, mens det var oppgang i Norge og Sverige med 3,4 og 0,7 prosent. Produksjonen i Norge var 142,4 TWh i 2008, og det er nest høyeste årsproduksjon som er observert, bare slått av år 2000.

Lavere forbruk i de nordiske landene i fjerde kvartal

Forbruket av elektrisk kraft falt i alle de nordiske landene fra fjerde kvartal 2007 til fjerde kvartal 2008. Fallet var størst i Finland med 7,3 prosent, fulgt av Sverige med 3,6 prosent, Danmark med 1,6 prosent, og i Norge falt

Samlet sett lavere forbruk i Norden i 2008, men økt forbruk i Norge

forbruket med 0,7 prosent. Litt høyere temperaturer og redusert økonomisk aktivitet på grunn av fallet i verdensøkonomien bidrar til å forklare nedgangen.

Norsk nettoeksport av kraft både i fjerde kvartal og samlet for 2008

Samlet ble det brukt 391,1 TWh elektrisk kraft i Norden i 2008. Det er en nedgang på 1,1 prosent fra 2007. Fallet var størst i Finland med 4,4 prosent. I Sverige og Danmark falt forbruket med 0,7 og 0,5 prosent, mens det var oppgang i Norge (0,7 prosent). Det norske forbruket var 128,6 TWh i 2008, 127,7 TWh i 2007 og i 2006 var det 122,3 TWh.

Nordisk nettoeksport i 2008

Norge og Danmark var nettoeksportører av elektrisk kraft i fjerde kvartal 2008 med 3,3 og 1,5 TWh. Sverige og Finland var nettoimportører med 3,3 og 1,7 TWh. Samlet ble Nordens nettoimport 0,3 TWh i fjerde kvartal.

For hele 2008 hadde Norden 1,9 TWh nettoeksport, mens det var en nettoimport på 2,8 TWh i 2007. Norge hadde en nettoeksport på 13,8 TWh i 2008, og Sverige 2 TWh nettoeksport. Finland var som vanlig største nettoimportør med 12,5 TWh, hovedsakelig fra Russland. Danmark hadde en liten nettoimport på 1,4 TWh. Nytt i 2008 var Norges eksport til Nederland. Prisforskjellene var slik i 2008 at det ble eksportert 3,3 TWh og importert 0,3 TWh på denne nye kabelen. Kabelen til Nederland har gitt meget god økonomisk avkastning for de to eierne Statnett og TenneT i 2008.

Lavere kraftpriser i Norden i fjerde kvartal enn i tredje kvartal, med unntak av Sør-Norge.

Kraftprisene ble gjennomgående litt lavere i fjerde kvartal enn i tredje kvartal. Kraftig reduserte brenselspriser, god vannkrafttilgang og lavere etterspørsel bidro til at spotprisene i alle deler av Norden med unntak av Sør-Norge falt mellom fire (Nord-Norge, Sjælland) og 16 (Jylland) prosent. I Sør-Norge økte prisen med sju prosent, men Sør-Norge hadde fortsatt laveste pris i Norden som følge av god vanntilgang og lav eksportkapasitet. De tyske prisene var to prosent høyere i fjerde kvartal enn i tredje kvartal.

Samlet sett økte kraftprisene fra 2007 til 2008

I gjennomsnitt for 2008 var spotprisen 32,4 øre/kWh i Sør-Norge, 42,1 øre/kWh i Midt-Norge og 41 øre/kWh i Nord-Norge. I Sverige og Finland var prisen 42,1 og 42 øre/kWh, mens prisene i Danmark var 46,6 (Sjælland) og 46,3 (Jylland) øre/kWh. I Tyskland var snittprisen 50,6 øre/kWh i 2008.

Fallende priser på finansielle kraftkontrakter i fjerde kvartal

Høye priser på kull, gass og olje bidro til de høye kraftprisene i 2008. Prisene var 57-78 prosent høyere enn i 2007, da brenselsprisene og CO₂-prisen var langt lavere. Mot slutten av 2008 har prisene falt og i det finansielle kraftmarkedet ble kontraktene for 2009 ved årsskiftet handlet rundt 35 øre/kWh. Utslippsretter for CO₂ ble ved årsskiftet omsatt til 150 kr/tonn CO₂, mens prisen sommeren 2008 var oppe i 250 kr/tonn CO₂.

Høyere priser til husholdninger i Sør-Norge, lavere i Midt- og Nord-Norge i fjerde kvartal

Standard variabel kontrakt dyrere enn markedspris-kontrakt i fjerde kvartal

Kraftprisen til husholdninger gikk opp i Sør-Norge fra tredje til fjerde kvartal, men ned i Midt- og Nord-Norge. I snitt var prisen på en markedspris-kontrakt 56,4 øre/kWh i Sør-Norge, 61,4 øre/kWh i Midt-Norge og 59,6 øre/kWh i Nord-Norge. 17. november ble Midt- og Nord-Norge slått sammen til ett elspotområde. Standard variabel kontrakt var dyrere enn en markedspris-kontrakt i fjerde kvartal. For 2008 steg kraftprisen til husholdningene i hele landet.

I fjerde kvartal var om lag 51 prosent av husholdningene knyttet til markedspris-kontrakt, mens om lag 42 prosent hadde standard variabel kontrakt. I snitt for 2008 finner vi at andelen med spotpris-kontrakt hadde en økning på 8 prosentpoeng fra 2007. Samtidig gikk andelen med standard variabel kontrakt ned med om lag 5 prosentpoeng.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Norge

Høyt tilsig i fjor

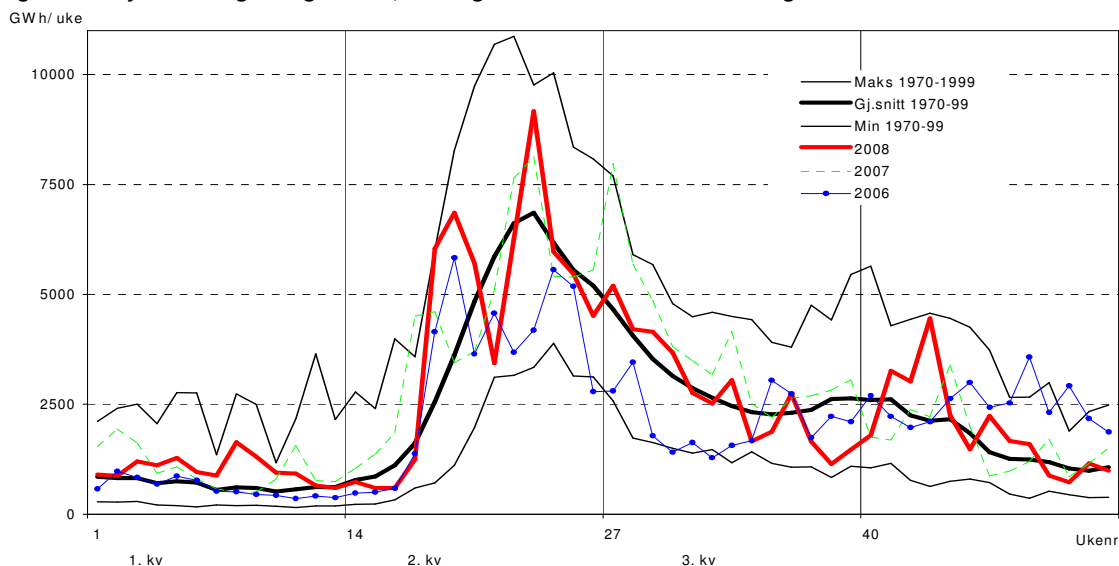
I fjerde kvartal 2008 var det nyttbare tilsiget 25,5 TWh eller 3,7 TWh over normalt. Det er også nesten 4 TWh mer enn i samme kvartal 2007. I 2008 har det nyttbare tilsiget vært 131 TWh. Det er 11 TWh mer enn normalt, men likevel 11 TWh mindre enn i 2007.

Ressurstilgang TWh	4.kv. 2008	Avvik fra normalt	2008	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	25,5	+ 3,7	131	+ 11
Nedbør Norge	38,0	+ 3,3	120	0
Tilsig Sverige	11,0	+ 0,7	62	0
Snø Norge		Utgangen av 2008 - ca. - 10%		Utgangen av 2007 - ca. - 10%

De siste to årene (2007-2008) har tilsiget vært 273 TWh eller 33 TWh mer enn normalt. Det er den nest høyeste summen i løpet av to kalenderår siden starten av beregningene i 1931-32. Rekordene er fra 1989-90 med 298 TWh.

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. De laveste tilsigene i løpet av året kom i overgangen mars/april (uke 16-20) med 0,6 – 0,7 TWh per uke. Det høyeste tilsiget kom i forbindelse med snøsmelting i starten av juni og kulminerte med 9,2 TWh i uke 23. Da var det temperaturer godt over det normale i nesten hele landet, bortsett fra østlige deler av Troms og Finnmark hvor det var litt kaldere enn normalt.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig i Norge i 2006, 2007 og 2008. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool.



I fjerde kvartal var det uke 43 som ga det største tilsiget med nesten 4,5 TWh. Denne uken var svært nedbørrik både på nordlandskysten, og på store deler av Vestlandet og i Vest-Agder. For eksempel kom det denne uken 286 mm nedbør på målestasjonen Eik Hove i Rogaland. Minst

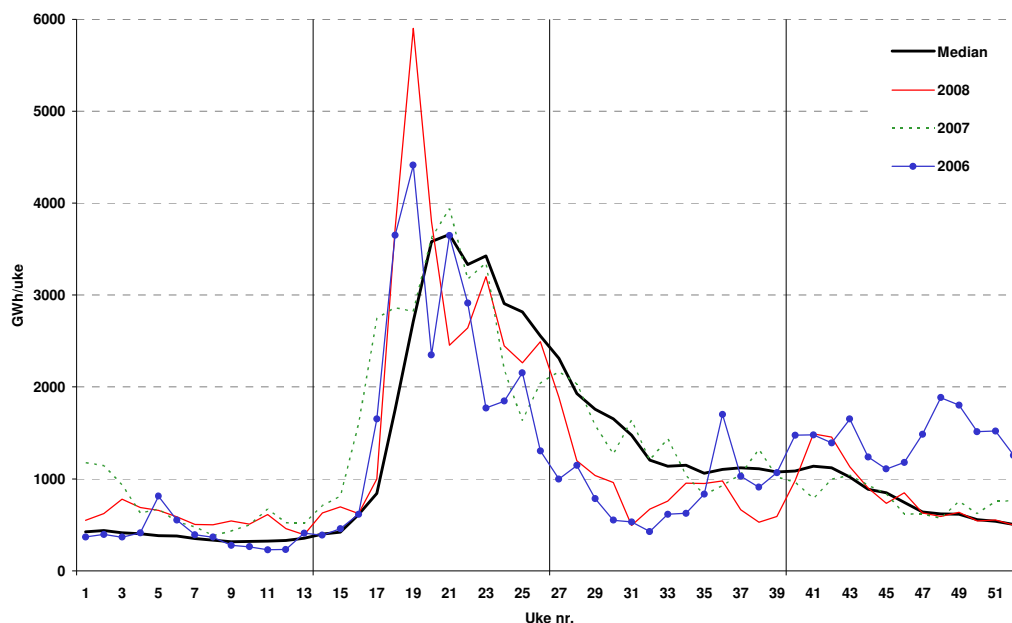
tilsig i fjerde kvartal var i uke 50 med litt over 0,7 TWh. Dette kom etter en 14-dagers periode med lite nedbør og temperaturer under det normale i det meste av landet.

1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 11,0 TWh i fjerde kvartal 2008. Det er 0,7 TWh mer enn både normalt og i samme periode i 2007.

I 2008 har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 62 TWh. Det er litt mindre enn normalt og nesten 6 TWh mindre enn i tilsvarende periode ett år tidligere. De siste to årene har tilsiget vært 130 TWh. Det er om lag 5,5 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2006, 2007 og 2008. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi

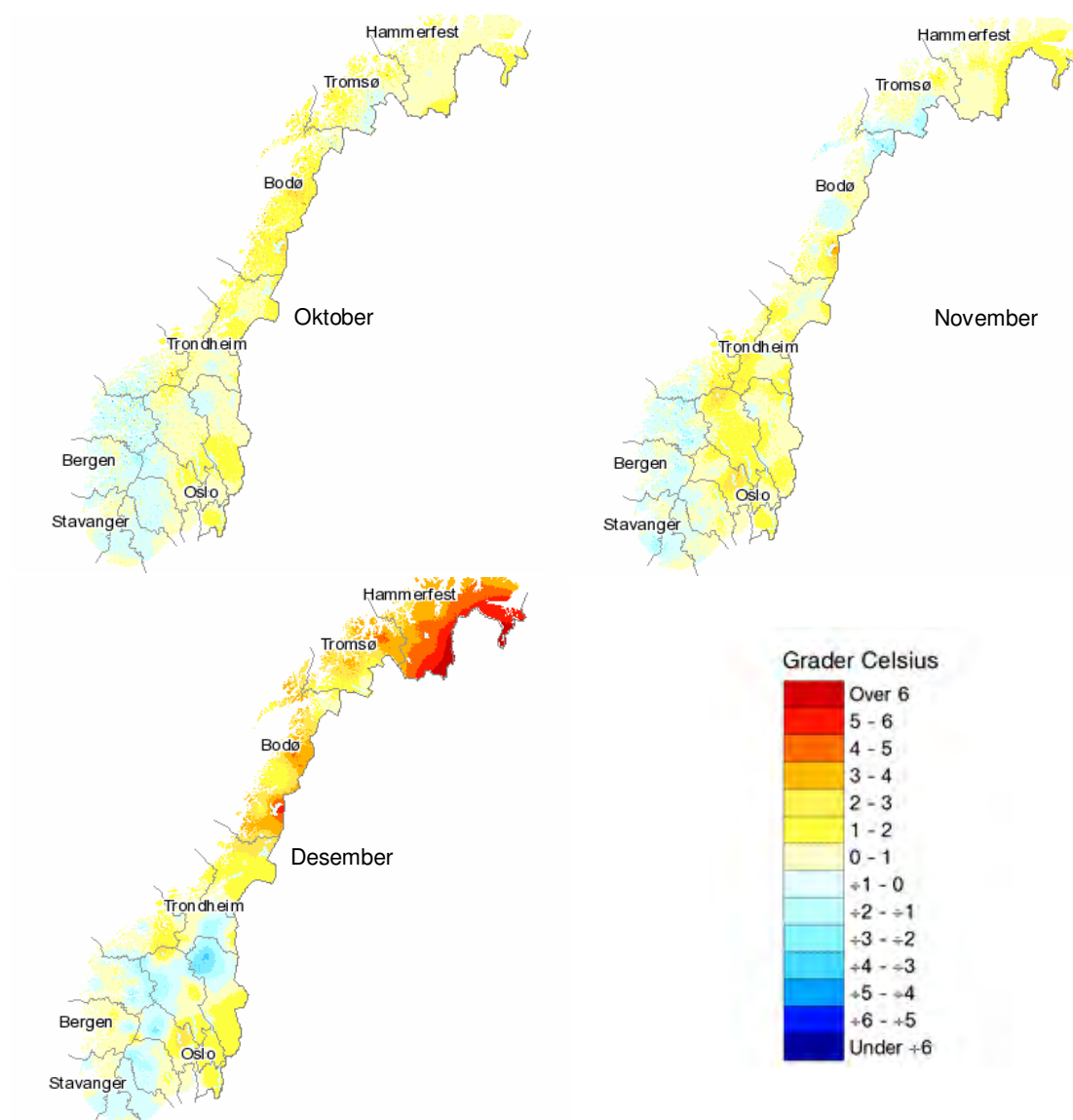


1.1.3 Temperatur

I oktober, november og desember har temperaturen vært noe over det normale for Norge sett under ett. På deler av Sørlandet og Vestlandet har temperaturen disse månedene imidlertid ligget noe under det normale. De største avvikene i forhold til normalt hadde Nord-Norge i desember med 2 til 6 grader over normalt.

For året som helhet var temperaturen over normalt i alle deler av landet. Ifølge statistikk fra meteorologisk institutt var 2008 det sjuende varmeste året i Norge siden 1900.

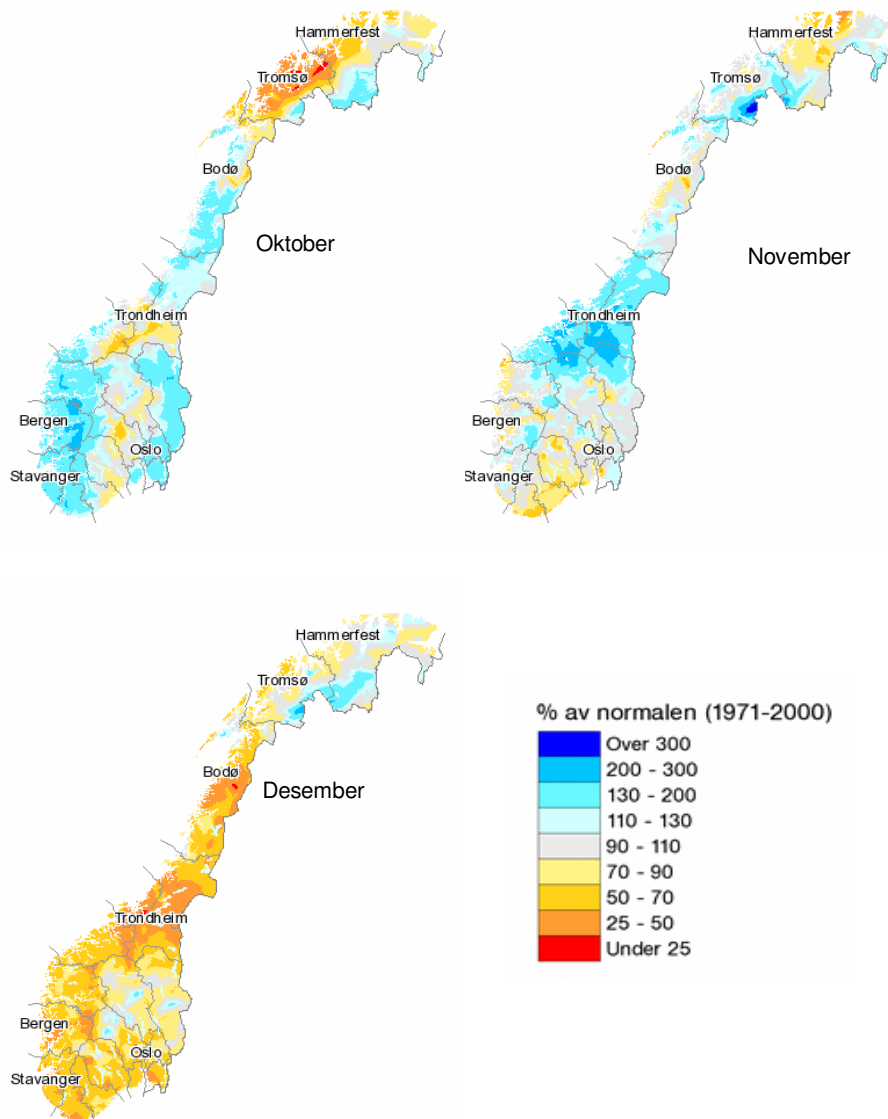
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C fra normalt (1971-2000) i oktober, november og desember 2008. Kilde: NVE og met.no



1.1.4 Nedbør

I oktober kom det mer nedbør enn normalt i store deler av landet. Mest nedbør i oktober fikk målestasjonen Takle ytterst i Sognefjorden med 725 mm. November var nedbørrik i Midt-Norge og nord på Østlandet. I november var det Eide på Nord-Møre som fikk mest nedbør med 416 mm. På Røros, hvor det fins nedbørmålinger siden 1874, ble det i november satt ny rekord for månedsnedbør med 77 mm. I desember kom det mindre nedbør enn normalt i det meste av landet. Minst nedbør fikk Saltdal i Nordland med kun 5 mm. Mest nedbør denne måneden hadde igjen Takle med 310 mm, men også her var det mindre enn normalt.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i oktober, november og desember 2008. Kilde: NVE og met.no



I fjerde kvartal kom det 38 TWh nedbørenergi eller drøyt 3 TWh mer enn normalt.

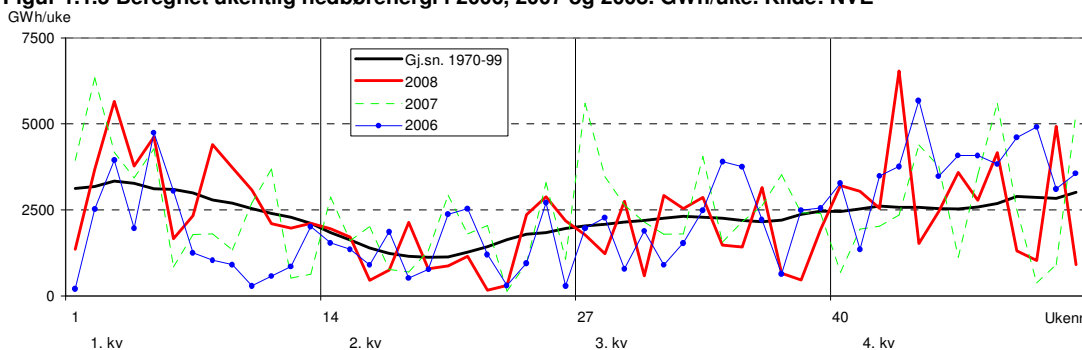
Totalt for 2008 har det kommet 120 TWh nedbørenergi eller som normalt. Det betyr at det i 2008 som i 2007 var et stort avvik mellom sum nedbørenergi og nyttbart tilsig. Dette skyldes en rekke forhold. Problemet er tidligere behandlet i blant annet kvartalsrapport 3-2007. Uten å gå nærmere inn på de ulike faktorene, har blant annet følgende faktorer innvirkning:

- Mange magasiner ligger i høyfjellet, mens mange meteorologiske målestasjoner ligger i lavlandet. Ved hjelp av modeller beregnes nedbøren til magasinene, og slike beregninger er beheftet med usikkerhet.
- Vi kjenner ikke "sann" nedbør, spesielt ved snøvær kan det være betydelig oppfangingsvikt.
- Vi har ingen målinger som sier hvor stor andel av nedbøren som "går tapt" gjennom fordampning fra innsjøer og plantenes vannforbruk.
- Vi kjenner ikke sant flomtap fra år til år.
- Ny utbygging av blant annet småkraftverk er foreløpig ikke hensyntatt i beregningen av nedbørenergien, men har bidratt til økt nyttbart tilsig.

I tillegg har andre hydrologiske variable som snø, grunn- og markvann innvirkning på vannbalansen over et år. For disse parametrene er det imidlertid relativt små endringer på landsbasis om en sammenligner forholdene i desember 2007 med de i desember 2008 (se kapittel 1.1.5 og 1.1.6).

NVE arbeider med å forbedre beregningsgrunnlaget på flere fronter, blant annet ved laserscanning av snø i høyfjellet for å bedre grunnlaget for interpolering av nedbør og utarbeiding av blant annet snøkart.

Figur 1.1.5 Beregnet ukentlig nedbørenergi i 2006, 2007 og 2008. GWh/uke. Kilde: NVE

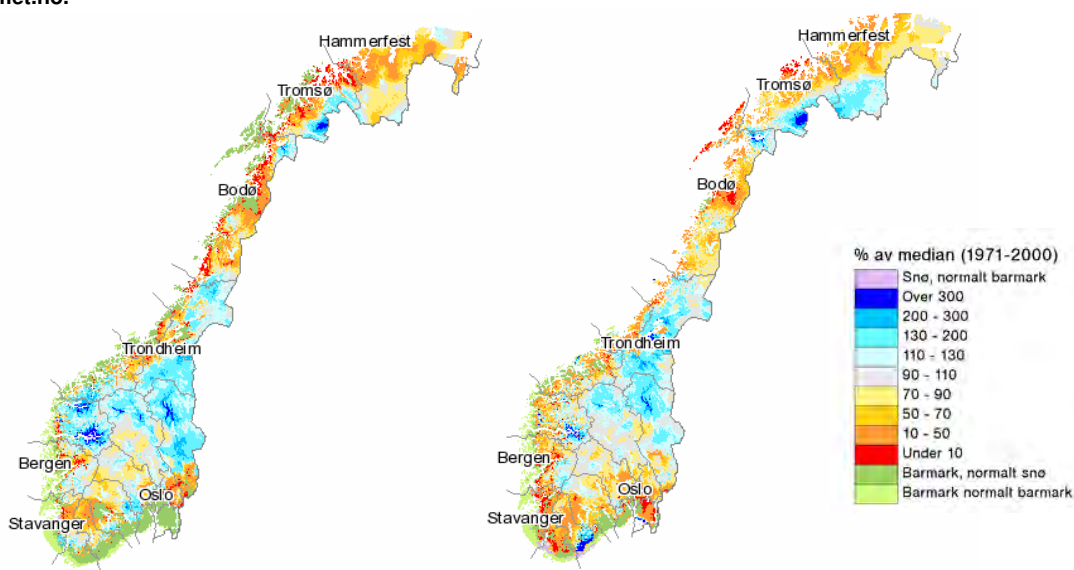


1.1.5 Snø

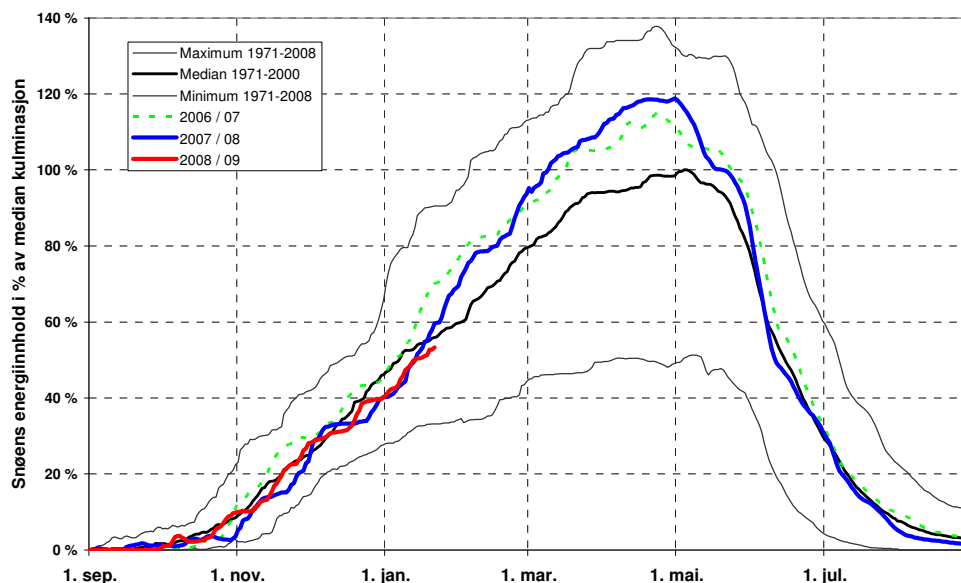
Snøsituasjonen ved utgangen av 2007 og 2008 er illustrert i figur 1.1.6. I store trekk er forholdene svært like disse to årene. De mest markerte forskjellene er at det er noe mindre snø på Nord-Vestlandet ved siste årsskifte enn ett år tidligere, mens det er noe mer snø på Finnmarksvidda.

Utviklingen i snømagasinet, målt som energi i prosent av median kulminasjon, er vist for de siste tre årene i figur 1.1.7. Ved årsskiftet var det litt mindre snø enn normalen, men like mye som ved forrige årsskifte. Fjorårets snømagasin kulminerte i overgangen april/mai med omkring 120 prosent av normalt.

Figur 1.1.6 Snømengde 1. januar 2008 og 2009 i prosent av median for perioden 1971-2000. Kilde NVE og met.no.



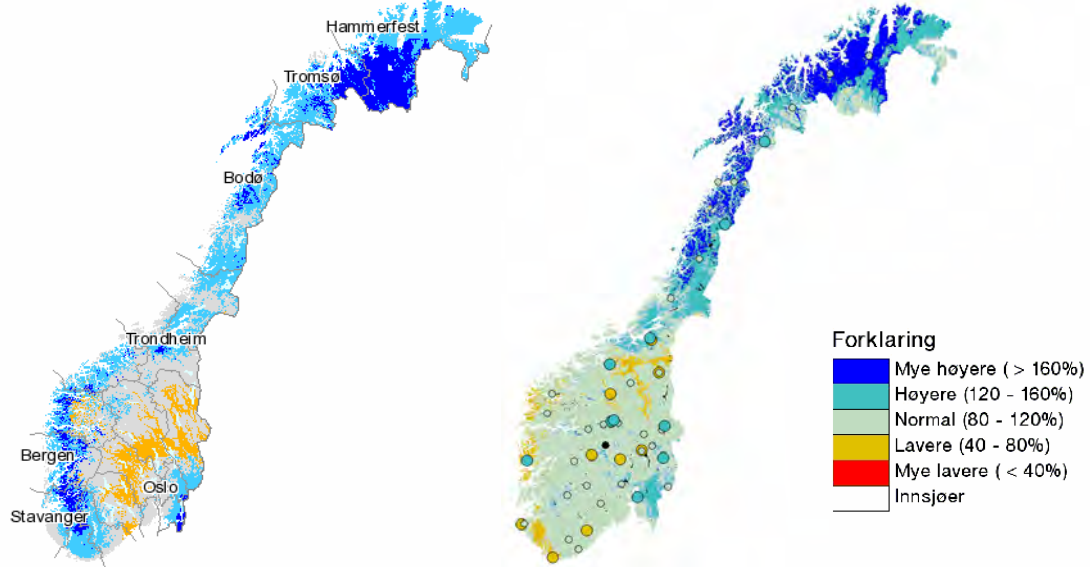
Figur 1.1.7 Utviklingen av snømagasinet 2006/2007, 2007/2008 og 2008/2009 i prosent av median for perioden 1971-2000. Kilde NVE og met.no.



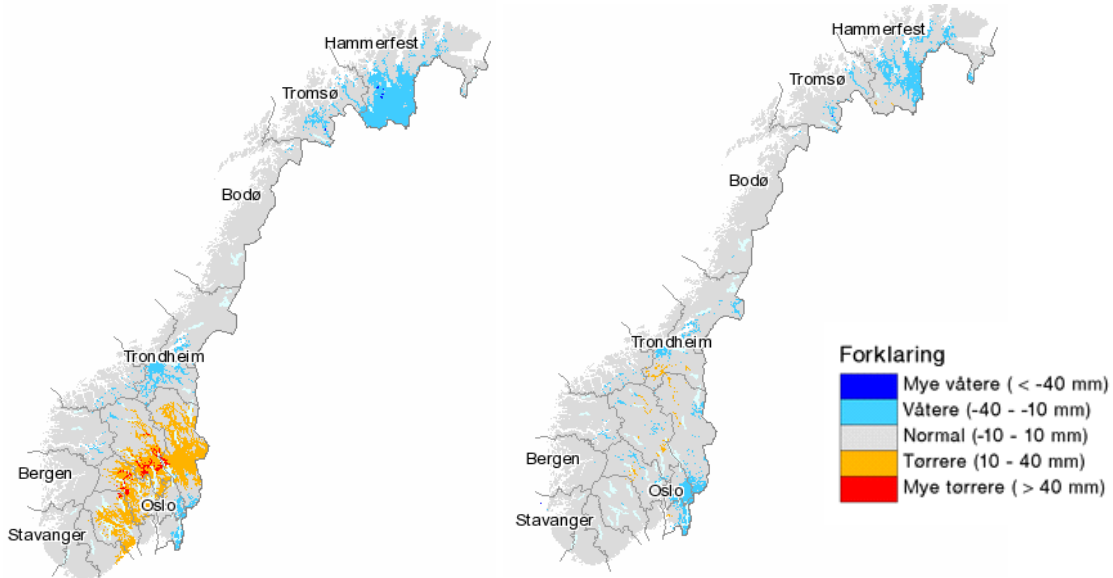
1.1.6 Grunn- og markvann

På Østlandet var det både fuktigere i bakken og noe høyere grunnvannstand ved utgangen av 2008 enn ett år tidligere. Ellers i landet var det liten forskjell med hensyn til markvannsforholdene, men grunnvannstanden var noe lavere på Sør- og Vestlandet ved dette årsskiftet enn for ett år siden. Grunn- og markvannsforholdene er illustrert i figur 1.1.8 og 1.1.9.

Figur 1.1.8 Grunnvannstand ved årsskiftet 2007/2008 (venstre) og 2008/2009 (høyre) i prosent av normalt for perioden 1961-90. Sirklene på kartet til høyre viser til målte verdier. Kilde NVE.



Figur 1.1.9 Markvannsunderskudd ved årsskiftet 2007/2008 (venstre) og 2008/2009 (høyre). Avvik i forhold til normalt for perioden 1961-90. Kilde NVE.



1.2 Magasinutviklingen

1.2.1 Norske vannmagasiner

Høy produksjon ga magasinfylling under normalt

2008 startet med fyllingsgrader noe over det normale¹ for årstiden og godt over nivået i begynnelsen av 2007. Til

tross for høy produksjon førte en mild værtype med tilsig over det normale til nær normal nedtapping av magasinene frem mot våren.

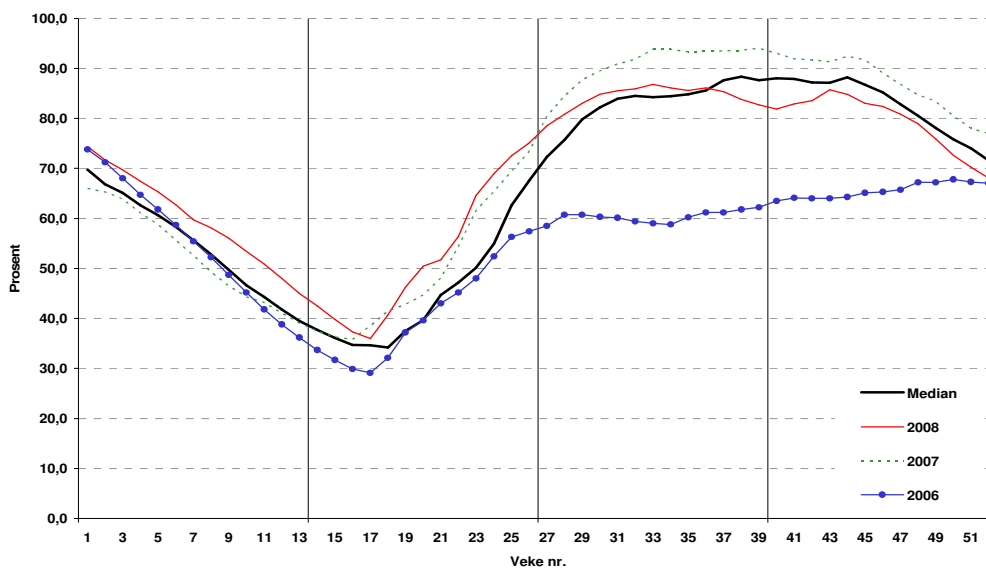
Årets laveste fyllingsgrad inntraff i slutten av april (utgangen av uke 17) med 36,0 prosent, eller 1,4 prosentpoeng over

medianverdien. Mye snø i fjellet førte til høye tilsig mesteparten av våren og sommeren og stor økning i magasinfyllingen til tross

for høy produksjon. Fyllingsgraden kulminerte med 86,8 prosent i midten av august (uke 33), 2,6 prosentpoeng over medianen. De siste månedene av året ble magasinene tappet mer enn normalt grunnet fortsatt høy produksjon. Ved utgangen av 2008 var fyllingsgraden 68,0 prosent, eller 3,6 prosentpoeng under det normale for årstiden. Fyllingsgraden ved utgangen av 2008 var 9,0 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2007. Det tilsvarer en energimengde på 7,6 TWh.

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 4. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2008	2007	Median	
Norge	68,0	77,0	71,6	84,3
Sverige	53,5	72,1	66,5	33,8
Finland	80,3	74,8	64,6	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2006, 2007 og 2008, prosent. Kilde: NVE

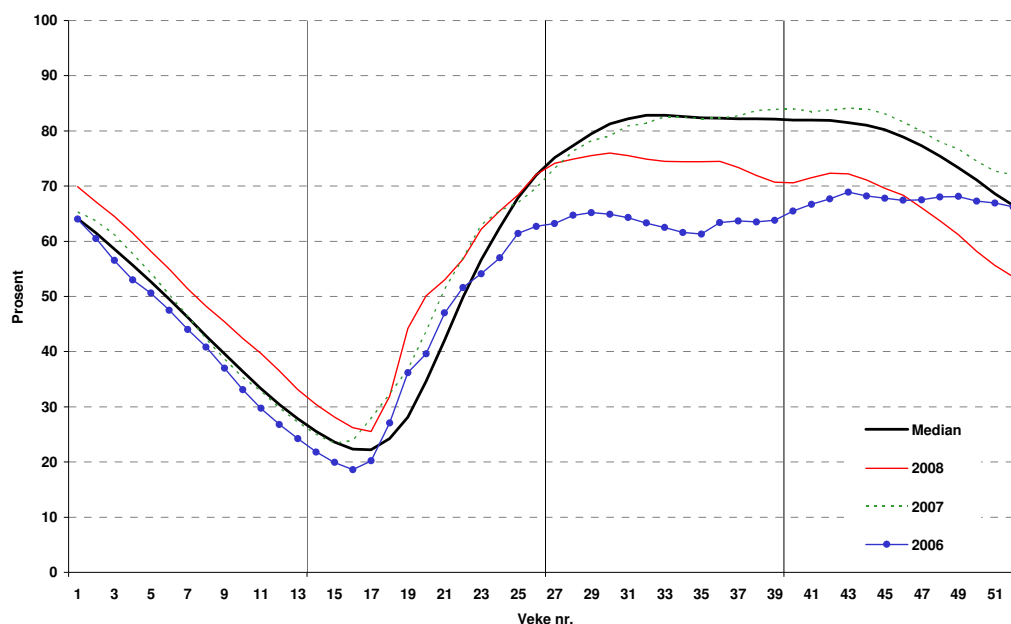


¹ Median for perioden 1990-2007

1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved inngangen til 2008 var fyllingsgraden for svenske vannmagasin 72,1 prosent. Det er 5,6 prosentpoeng over medianverdien² til samme tid. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i slutten av april (uke 17) med 25,5 prosent, mens magasinnivået kulminerte med 76,0 prosent i slutten av juli (uke 30). Ved utgangen av 2008 var magasinutfyllingen 53,5 prosent, eller 13,0 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av 2008 var 18,6 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2007. Det tilsvarer en energimengde på 6,3 TWh.

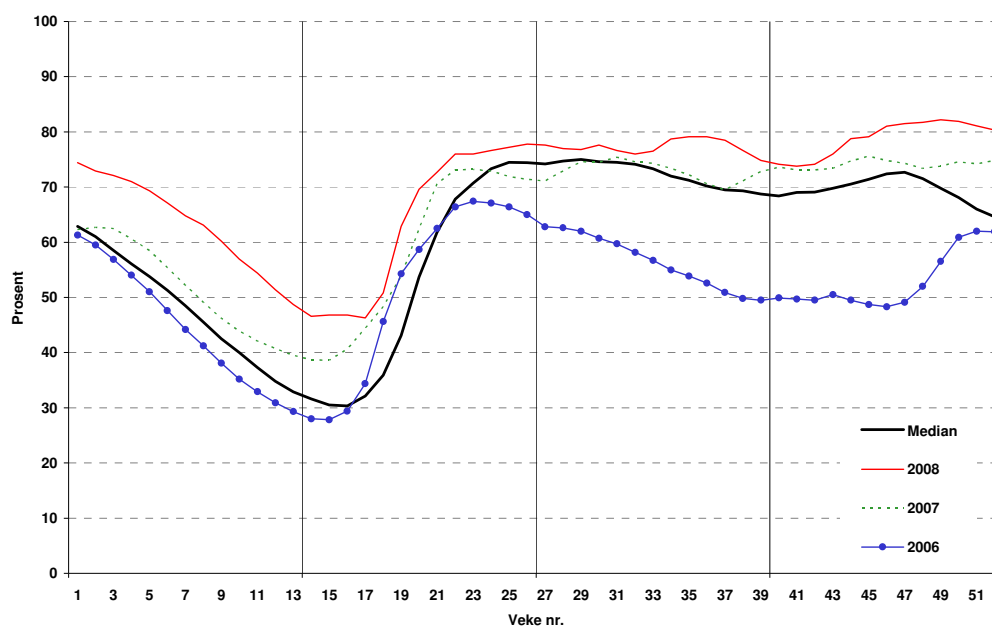
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2006, 2007 og 2008, prosent.
Kilde: Svensk Energi



Ved inngangen til 2008 var fyllingsgraden for finske magasin 74,8 prosent. Det er 10,2 prosentpoeng over medianverdien til samme tid for perioden 1978-2001. Årets laveste fyllingsgrad inntraff i slutten av april (uke 17) med 46,3 prosent, mens magasinnivået kulminerte med 82,2 prosent i begynnelsen av desember (uke 49). Ved utgangen av 2008 var magasinutfyllingen 80,3 prosent, eller 15,7 prosentpoeng over medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av 2008 var 5,5 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2007. Det tilsvarer en energimengde på 0,3 TWh.

² Middelerverdier for perioden 1950-2004.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2006, 2007 og 2008, prosent.
Kilde: Nord Pool Spot



I sum var det dermed lagret 6,0 TWh mindre energi i svenske og finske magasiner ved utgangen av 2008 enn ved utgangen av 2007. Den lagrede vannmengden i Norden ved utgangen av 2008 var 79,8 TWh, eller 13,6 TWh mindre enn til samme tid i 2007 og 6,6 TWh under normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vannmagasin er 123,6 TWh.

1.3 Produksjon

I fjerde kvartal 2008 ble det produsert 103,9 TWh elektrisk energi i Norden.

Det er 1,1 TWh mindre enn i tilsvarende periode i 2007.

Nedgangen skyldes først og fremst lavere svensk

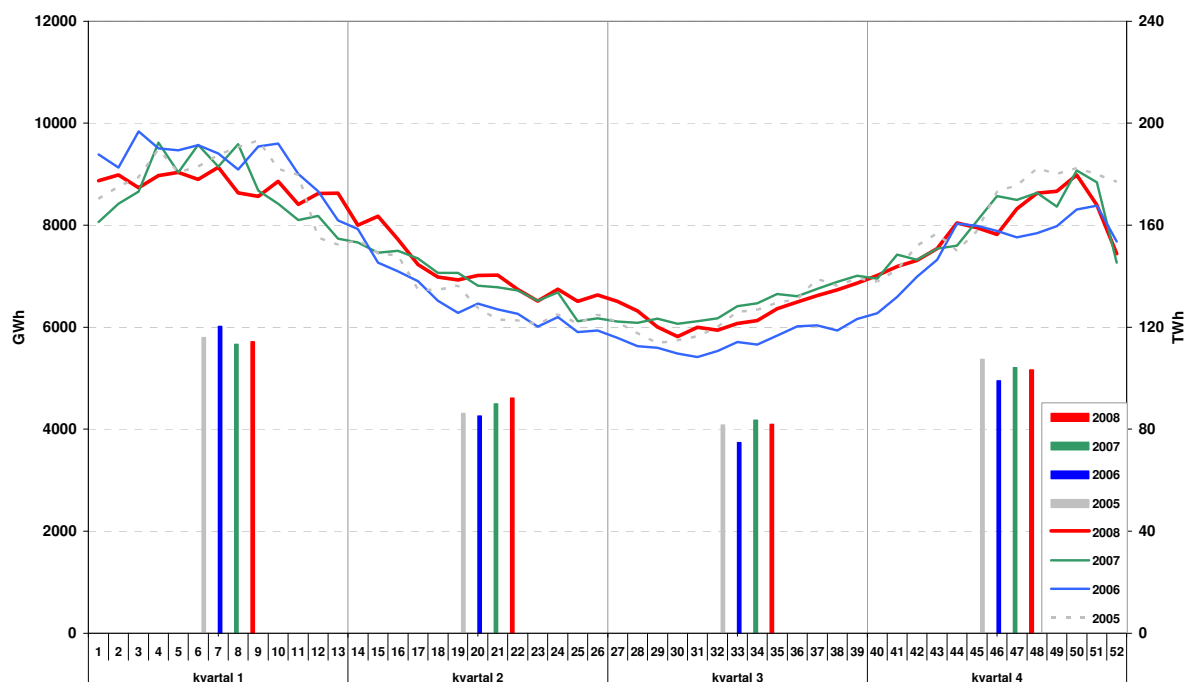
kjernekraftproduksjon og mindre finsk varmekraft. I

Norge økte vannkraftproduksjonen sammenliknet med fjerde kvartal i fjor, mens den danske kraftproduksjonen var omtrent uendret.

Den samlede nordiske kraftproduksjonen var 393,1 TWh i 2008. Det er 0,7 TWh mindre enn i 2007. Nedgangen kan forklares med lavere termisk kraftproduksjon i Danmark og Finland. Den nordiske vannkraftproduksjonen økte fra 2007 til 2008. Med unntak av tredje kvartal i år har vannkraftproduksjonen i Norge vært høyere i 2008 enn i 2007. Mer eksport av norsk og svensk vannkraft har bidratt til lavere finsk og dansk termisk produksjon.

TWh	4.kv. 2008	Endring fra 4.kv. 2007	2008	Endring fra 2007
Norge	38,9	5,3 %	142,4	3,4 %
Sverige	34,4	-4,1 %	143,8	0,7 %
Finland	19,8	-9,3 %	72,6	-5,3 %
Danmark	10,8	0,3 %	34,2	-6,4 %
Norden	103,9	-1,8 %	393,1	-0,2 %

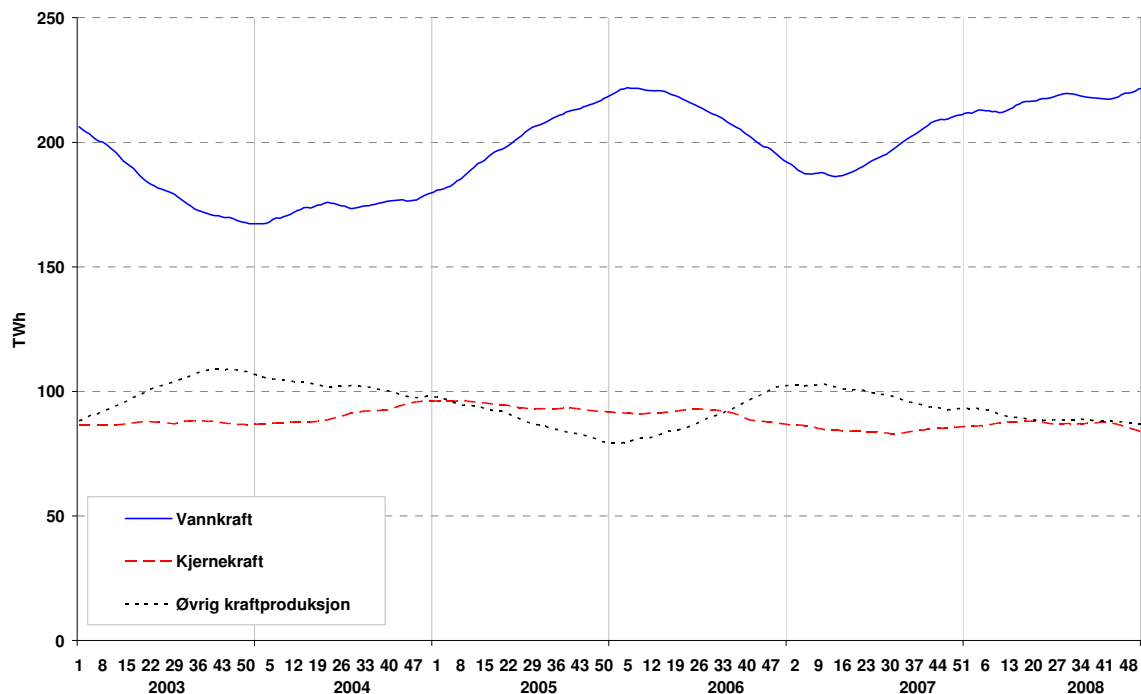
Figur 1.3.1 Samlet nordisk kraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Av den samlede nordiske kraftproduksjonen i 2008 ble 57 prosent produsert i vannkraftverk. Totalt ble det produsert 222,4 TWh vannkraft i Norden i 2008. Det er 10,8 TWh mer enn i 2007. Kjernekraft og øvrig varmekraft utgjorde henholdsvis 21 og 22 prosent av den totale produksjonen. Kjernekraften var 3 TWh lavere i 2008 enn i 2007. I 2007 var den svenske kjernekraftproduksjonen på sitt laveste nivå siden 2000 med 63,8 TWh. Årsproduksjonen for 2008 var enda lavere med 61,1 TWh. Det skyldes en rekke problemer i svenske kjernekraftverk

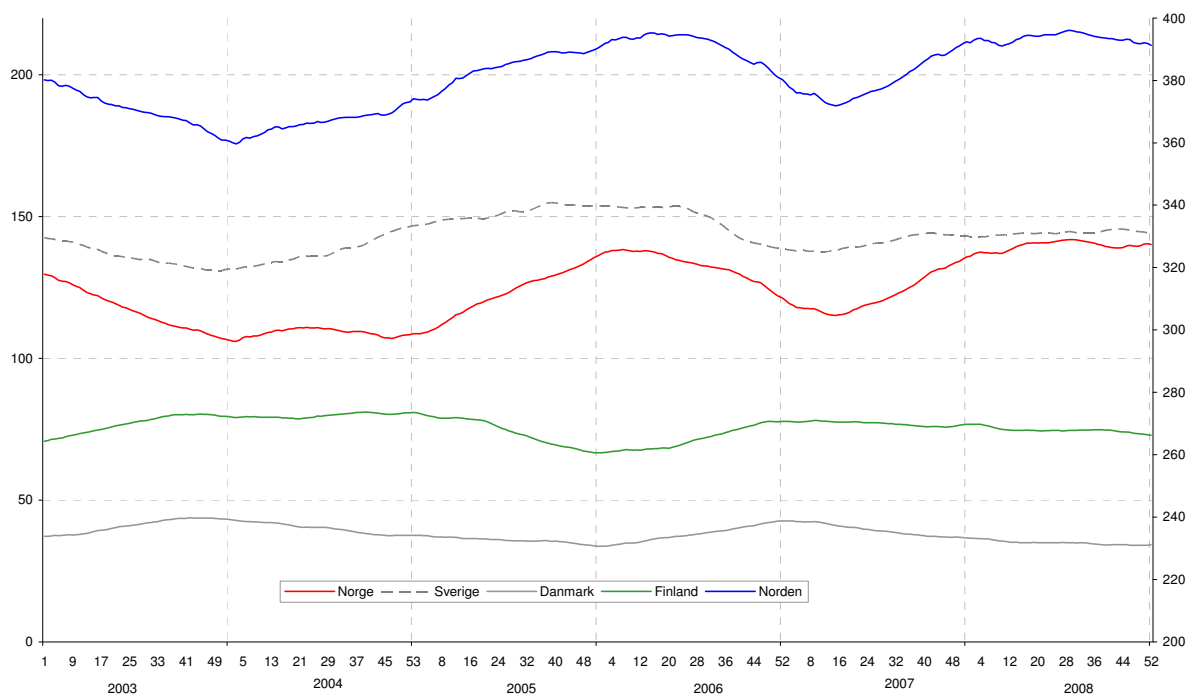
særlig mot slutten av året. Den finske kjernekraftproduksjonen har ligget stabilt rundt 22 TWh de siste årene.

Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2003 – 2008, sum for de siste 52 ukene, TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for de siste 52 ukene fordelt på teknologier, mens figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. I Sverige og Norge bidrar den store andelen vannkraft til store svingninger gjennom året. Det har vært en økning i både den norske og svenske vannkraften i 2008 sammenliknet med året før. I Danmark og Finland dominerer termisk kraftproduksjon, og den har falt fra 2007 til 2008.

Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2003 – 2008, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse). TWh. Kilde: Nord Pool Spot

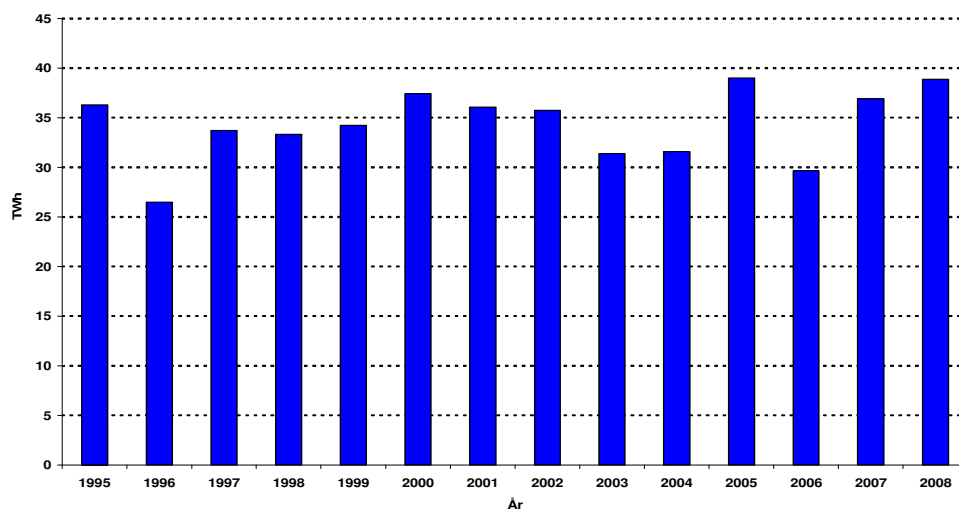


1.3.1 Norge

Nær rekordhøy produksjon

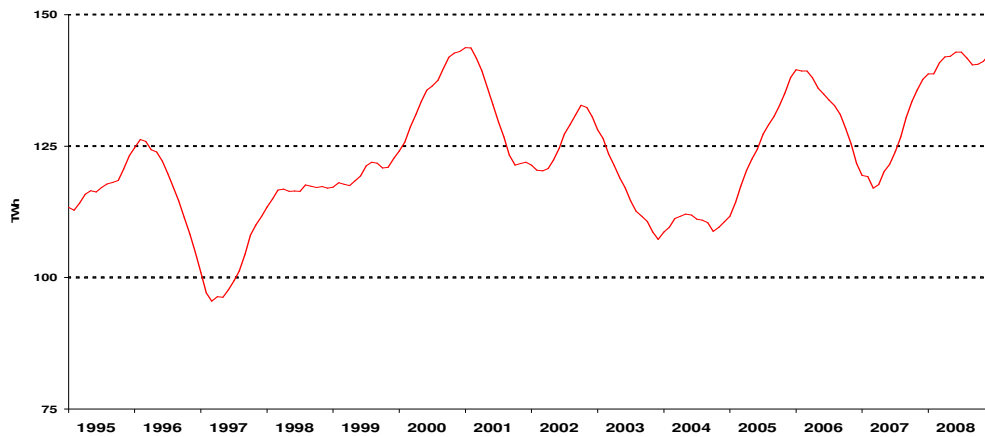
Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 38,9 TWh i fjerde kvartal 2008. Det er den nest høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. Bare 2005 hadde høyere produksjon med 39,0 TWh. I forhold til produksjonen i fjerde kvartal 2007 er det en økning på 5,3 prosent. Økningen i produksjonen henger sammen med adskillig mer tilsig i fjerde kvartal 2008 enn i samme kvartal i 2007.

Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i Norge, fjerde kvartal, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



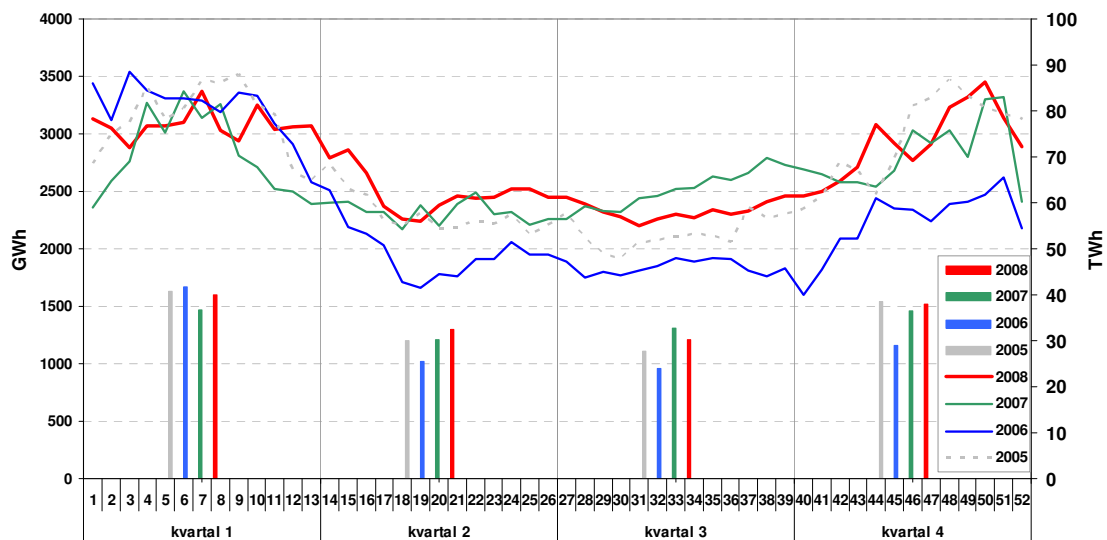
I 2008 var den totale produksjonen 142,4 mot 137,7 TWh i 2007. Det er en økning på 3,4 prosent. Av produksjonen i 2008 var om lag 140,3 TWh vannkraft, 1,2 TWh varmekraft og 0,9 TWh vindkraft. Produksjonen i 2008 er den høyeste siden rekordåret 2000 da produksjonen var 142,8 TWh, om lag 13 TWh høyere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann, varme- og vindkraft) som er beregnet til vel 129 TWh ved utgangen av 2008. Det var først og fremst tilsig godt over normalt som førte til den høye produksjonen i fjor.

Figur 1.3.5 Kraftproduksjon i Norge, sum for de siste 12 måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996 og 2002 resulterte i lav produksjon, mens våårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004. På samme måte førte lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommeren og høsten 2006 til lav produksjon, mens det høye tilsiget i 2007 og 2008 ga sterk økning i produksjonen.

Figur 1.3.6 Norsk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot

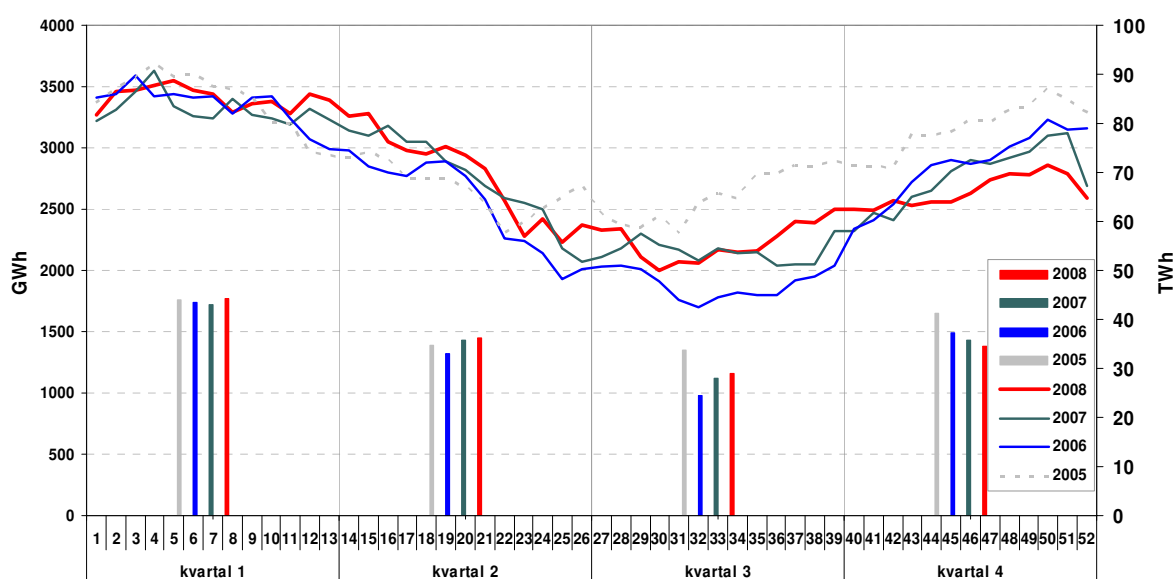


1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene

I 2008 ble det produsert 143,8 TWh elektrisk kraft i Sverige. Sammenliknet med 2007 økte den samlede svenske kraftproduksjonen med 1,1 TWh. Økningen kan forklares med høyere svensk vannkraftproduksjon. Kjernekraftproduksjonen utgjorde 61,1 TWh av den samlede produksjonen. Det er en nedgang på 2,8 TWh fra 2007. Kjernekraftproduksjonen har ikke vært lavere i Sverige siden 2000.

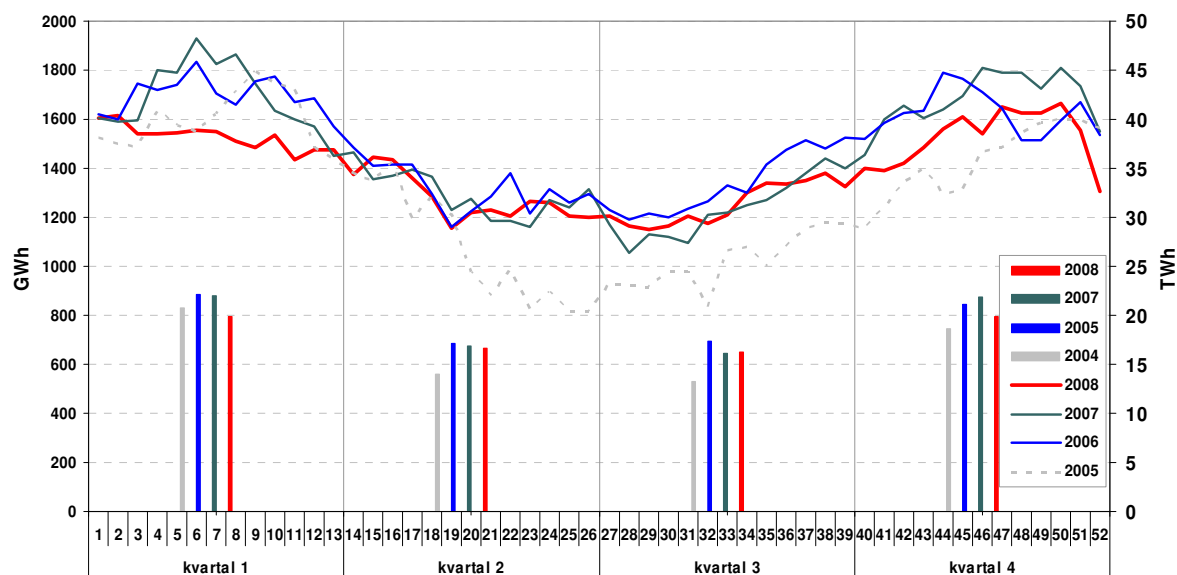
Det var først og fremst i det siste kvartalet av 2008 at det var lav produksjonskapasitet som følge av problemer ved en rekke kjernekraftverk i Sverige. Totalt ble det produsert 34,4 TWh elektrisk kraft i fjerde kvartal i fjor. Det er 1,5 TWh lavere enn i tilsvarende kvartal året før.

Figur 1.3.7 Svensk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



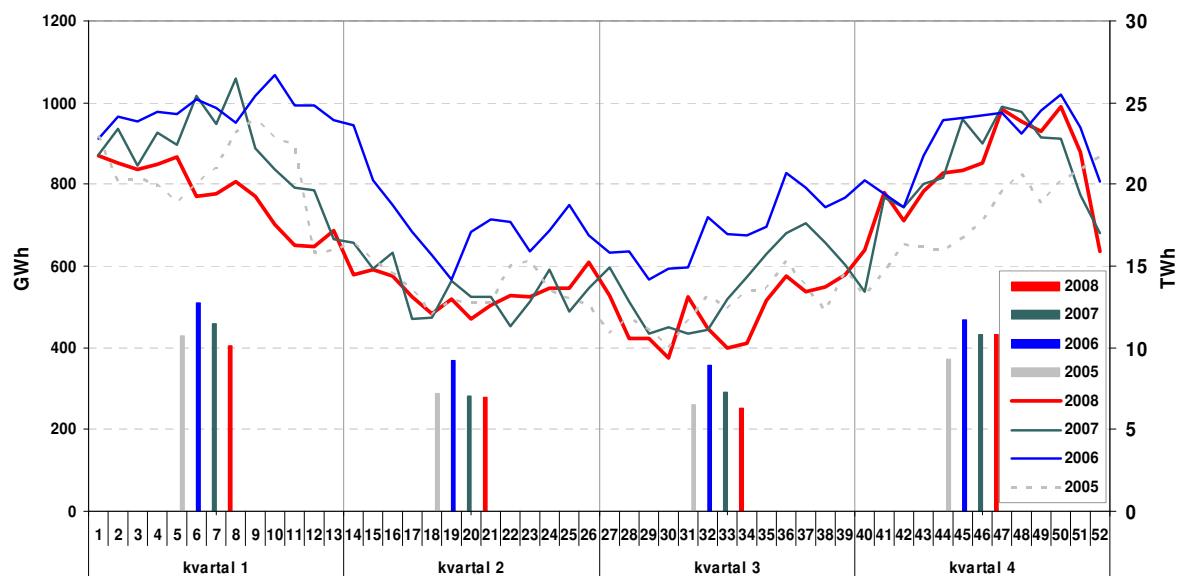
I Finland var kraftproduksjonen 72,6 TWh i 2008. Det er 4,1 TWh lavere enn i 2007. Finland har en stor andel varmekraftproduksjon. I 2008 utgjorde den i underkant av halvparten av den samlede finske kraftproduksjonen. Sammenliknet med 2007 ble det produsert 6,7 TWh mindre varmekraft i 2008. Den store nedgangen kan forklares med at økte brenselpriser har gitt høyere produksjonskostnader ved finske varmekraftverk. I tillegg har høye tilsig gitt en økning i den finske vannkraftproduksjonen som står for om lag 20 prosent av den finske kraftproduksjonen. Tilgjengelig kapasitet ved de finske kjernekraftverkene er kjennetegnet av å være stabil. Fra 2007 til 2008 var det en nedgang på 0,5 TWh i kjernekraftproduksjonen.

Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Den relative produksjonsnedgangen fra 2007 til 2008 var størst i Danmark. Totalt ble det produsert 34,2 TWh i Danmark i 2008. Det er 2,3 TWh eller 6,4 prosent lavere enn i 2007. Høye brenselpriser har bidratt til at produksjonen ved danske kull- og gasskraftverk tidvis har vært ulønnsom, og det danske forbruket har i større grad blitt dekket gjennom import av vannkraft fra Norge og Sverige. Foruten varmekraft har Danmark en betydelig andel vindkraftproduksjonen. I 2008 utgjorde vindkraftproduksjonen 17 prosent av den danske totalproduksjonen. Det ble produsert 0,6 TWh mindre vindkraft enn året før.

Figur 1.3.9 Dansk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.4 Forbruk

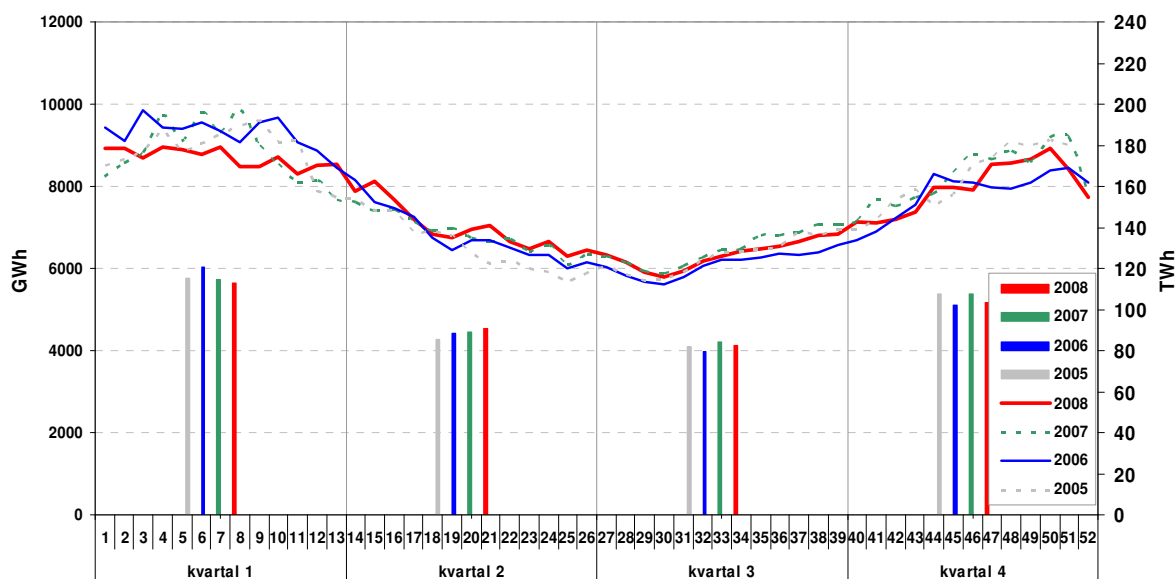
Det samlede nordiske kraftforbruket var 104,2 TWh i fjerde kvartal 2008. Det er 3,4 TWh lavere enn i samme kvartal i fjor. Forbruket gikk ned i alle de nordiske landene. Med unntak av Danmark benyttes elektrisitet i stor grad til oppvarming, og deler av forbruksnedgangen kan

forklares med høyere temperaturer i fjerde kvartal i 2008 sammenliknet med året før. Lavere økonomisk vekst kan også bidra til å forklare nedgangen.

TWh	4.kv. 2008	Endring fra 4.kv. 2007	2008	Endring fra 2007
Norge	35,6	-0,7 %	128,6	0,7 %
Sverige	37,7	-3,6 %	141,8	-0,7 %
Finland	21,5	-7,3 %	85,1	-4,4 %
Danmark	9,3	-1,6 %	35,6	-0,5 %
Norden	104,2	-3,2 %	391,1	-1,1 %

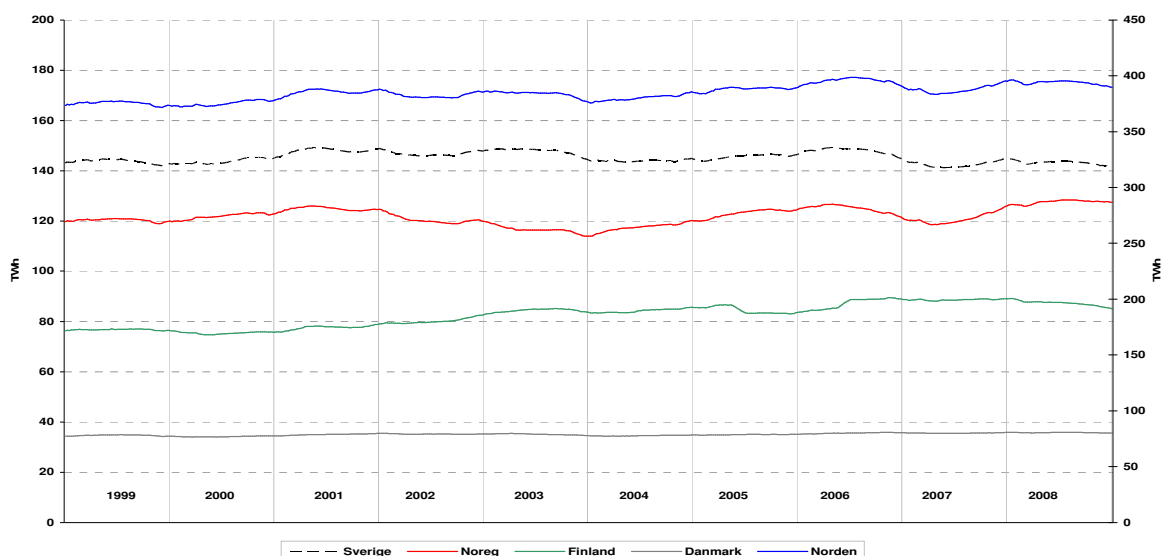
Det samlede nordiske kraftforbruket var 391,1 TWh i 2008. Det 4,2 TWh lavere enn året før, da årsforbruket nådde sitt høyeste nivå noen gang med 396 TWh. Det var nedgang i alle de nordiske landene med unntak av Norge. Gjennomsnittstemperaturen i de nordiske hovedstedene var rundt en halv grad høyere i 2008 enn i 2007, og det forklarer noe av nedgangen. Det var størst nedgang i Finland. Der falt forbruket av elektrisk kraft med 4,4 prosent fra 2007 til 2008.

Figur 1.4.1 Samlet nordisk kraftforbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for de siste 52 ukene fordelt på land fra 1999 til 2008. Veksten i kraftforbruket har vært størst i Norge og Finland. Der har årsforbruket økt med henholdsvis 8 og 9 TWh siden 1999. Sverige har hatt en liten nedgang på én TWh. Det danske forbruket har steget jevnt, og samlet har det økt med én TWh fra 1999 til 2008.

Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 1999 – 2008, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse), TWh. Kilde: Nord Pool Spot

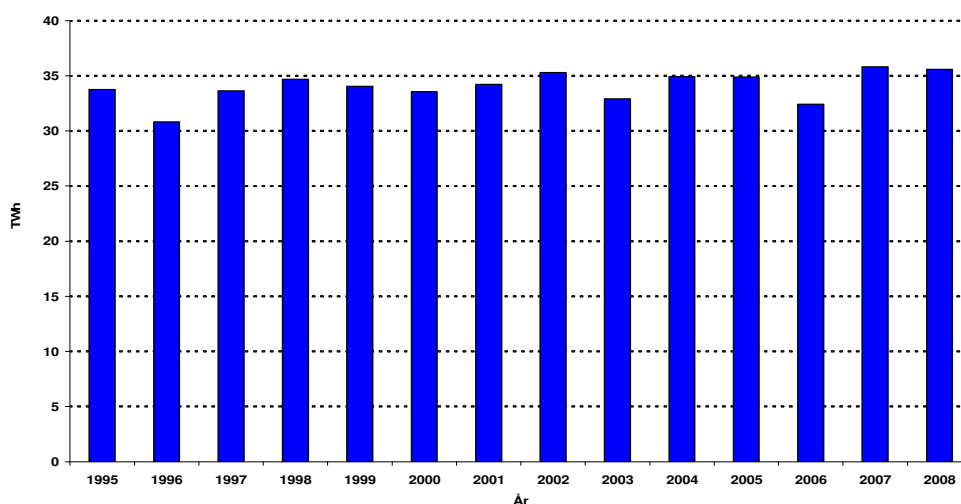


1.4.1 Norge

Fortsatt høyt forbruk

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var 35,6 TWh i fjerde kvartal. Forbruket i dette kvartalet er det nest høyeste noen gang og 0,7 prosent under den tidligere rekorden fra 2007 på 35,8 TWh.

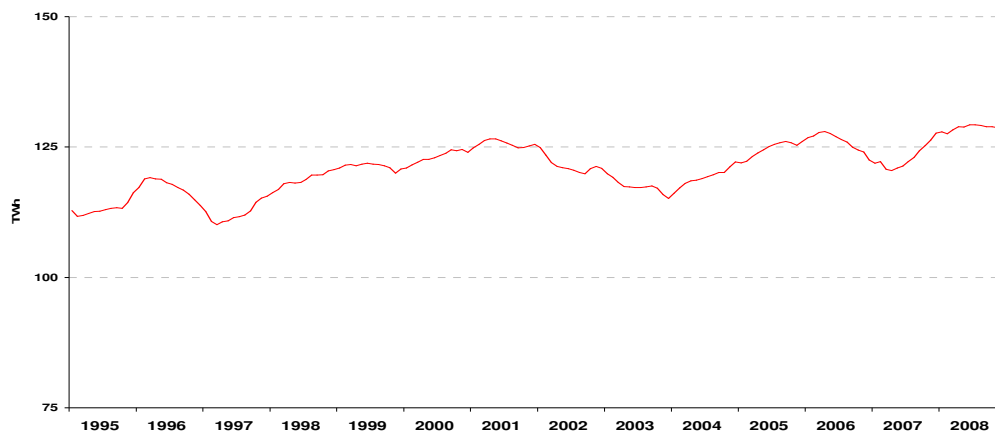
Figur 1.4.3 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i fjerde kvartal for perioden 1995-2008, TWh. Kilde: NVE



I 2008 var det norske elektrisitetsforbruket 128,6 TWh. Det er det høyeste forbruket noensinne og 0,7 prosent høyere enn den tidligere rekorden fra 2007 på 127,7 TWh. Forbruket i 2008 er litt under midlere årsproduksjon. Til tross for høyere kraftpriser i 2008 enn i 2007 ble forbruket rekordhøyt. En forklaring på det høye forbruket kan være forholdsvis høy økonomisk vekst frem til høsten 2008, og at virkningene av lavere aktivitetsnivå ennå ikke har blitt synlig i

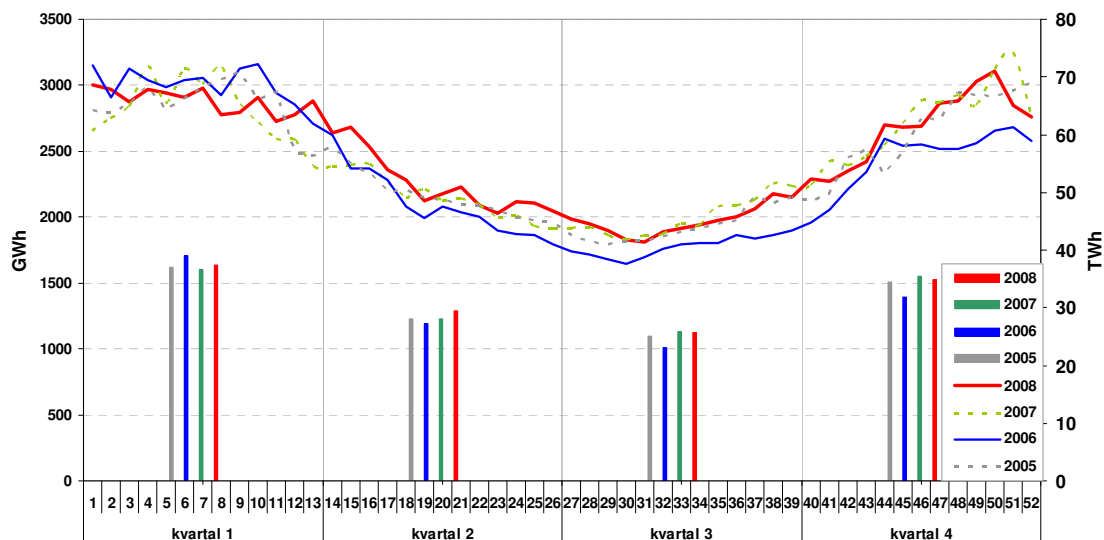
kraftforbrukstallene. For perioden 1990-2008 har det vært en gjennomsnittlig årlig vekst på 1,1 prosent.

Figur 1.4.4 Innenlandsk elektrisitetsforbruk, sum for de siste 12 måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



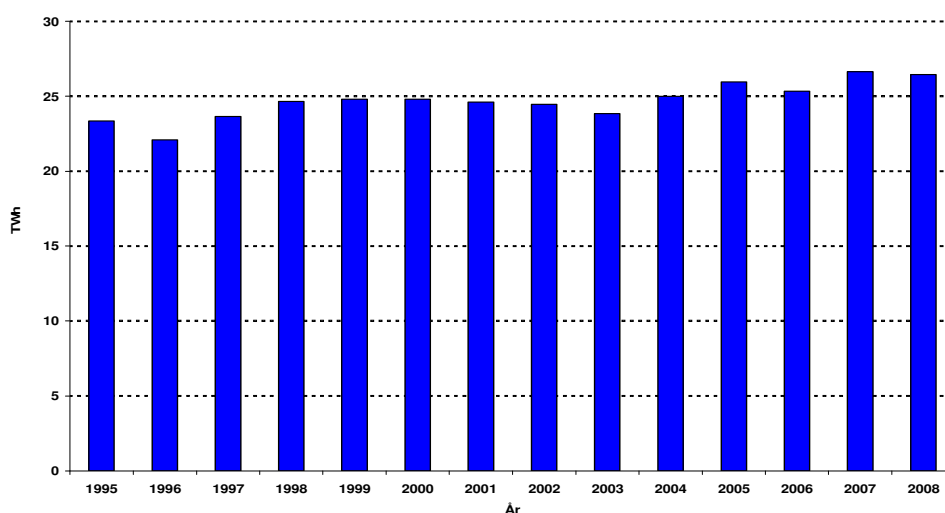
Av figur 1.4.4 ser vi at forbruket falt etter april 2006, men steg kraftig fra mai 2007. De siste månedene ser vi en utflating i forbruket.

Figur 1.4.5 Norsk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Forbruket i alminnelig forsyning var 25,9 TWh i fjerde kvartal i 2008 mot 26,1 TWh i tilsvarende kvartal i 2007. Det er en nedgang på 0,7 prosent. Fjerde kvartal var noe varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 26,4 TWh i fjerde kvartal 2008 mot 26,6 TWh i tilsvarende kvartal i 2007. Det er også en nedgang på 0,7 prosent. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i fjerde kvartal 2008 er det nest høyeste som er blitt registrert i dette kvartalet, litt lavere enn i samme kvartal 2007.

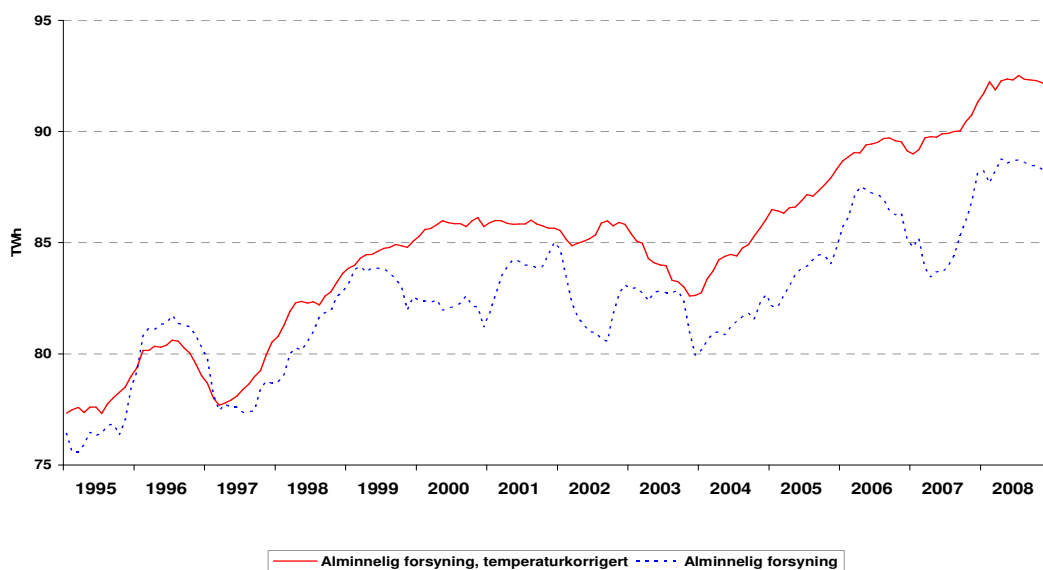
Figur 1.4.6 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, fjerde kvartal 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



Figur 1.4.6 viser at det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning i fjerde kvartal stort sett økte jevnt i hele perioden 1996-2000. Etter dette var det en utflating, før det sank i 2003. Deretter steg forbruket frem til 2005, mens det i 2006 gikk ned igjen. Etter en økning i 2007 ser vi nå en utflating i forbruket.

Forbruket i alminnelig forsyning i 2008 er beregnet til 88,3 TWh referert kraftstasjon. Det er en økning på 0,2 prosent sammenliknet med 2007. Korrigert til normale temperaturforhold ble forbruket 92,1 TWh i 2008. Det er en økning på 0,9 prosent. Forbruket i 2008 er det høyeste som noen gang er registrert for et kalenderår. For perioden 1990-2008 har det vært en gjennomsnittlig årlig vekst på 1,3 prosent for det alminnelige forbruket, både med og uten temperaturkorrigering.

Figur 1.4.7 Forbruk i alminnelig forsyning, med og uten temperaturkorrigering, sum for de siste 12 måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE

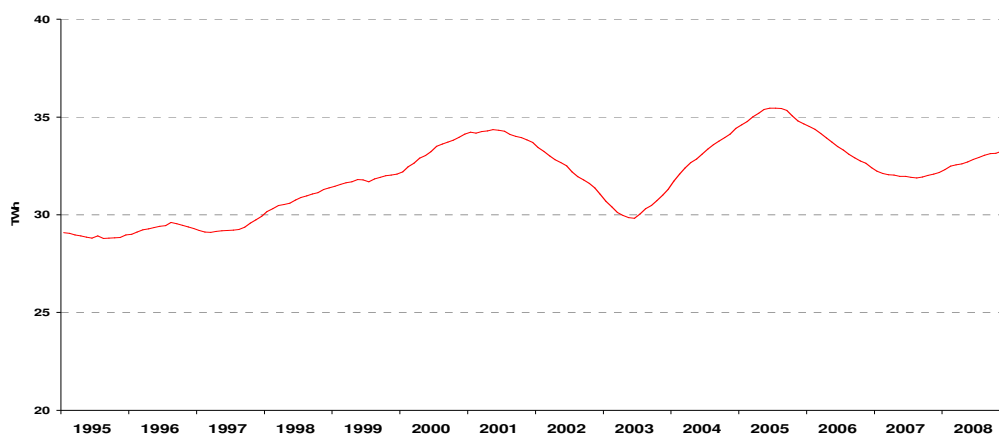


Figur 1.4.7 viser at det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning de siste 12 måneder er i ferd med å flate ut etter å ha steget fra januar 2007 til juli 2008.

Kraftforbruket i kraftintensiv industri var i sterk vekst fra sommeren 2003 og frem til høsten 2005. Økningen hadde sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i 2003 solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv. Fra høsten 2005 til sommeren 2007 avtok forbruket i denne sektoren blant annet på grunn av redusert aktivitet som blant annet hadde sammenheng med høye kraftpriser og lave produktpriser. Fra høsten 2007 er det igjen økning i denne forbrukssektoren. De siste månedene viser imidlertid en utflating i forbruket.

Forbruket i kraftintensiv industri var i fjerde kvartal 0,6 prosent høyere enn i samme kvartal i 2007. I 2008 var forbruket i kraftintensiv industri 33,2 TWh referert kraftstasjon. Det er en økning på 3,2 prosent fra året før. Det var først og fremst produktgruppen aluminium og andre metaller som førte til økningen. For perioden 1990-2008 har det vært en gjennomsnittlig årlig vekst i forbruket i kraftintensiv industri på 0,5 prosent.

Figur 1.4.8 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12 måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE

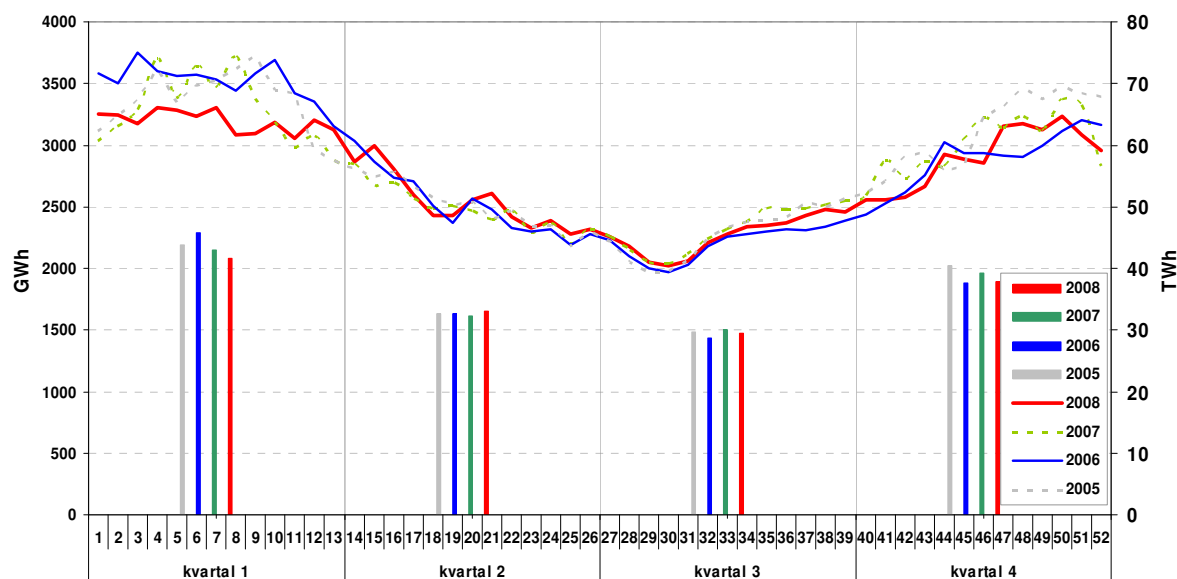


1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene

Det svenske kraftforbruket var 141,8 TWh i 2008. Det er 1 TWh mindre enn i 2007. Det er først og fremst i første kvartal 2008 det har vært lavere svensk kraftforbruk sammenliknet med 2007. Det skyldes at det var kaldere vær i dette kvartalet i 2007 enn i 2008.

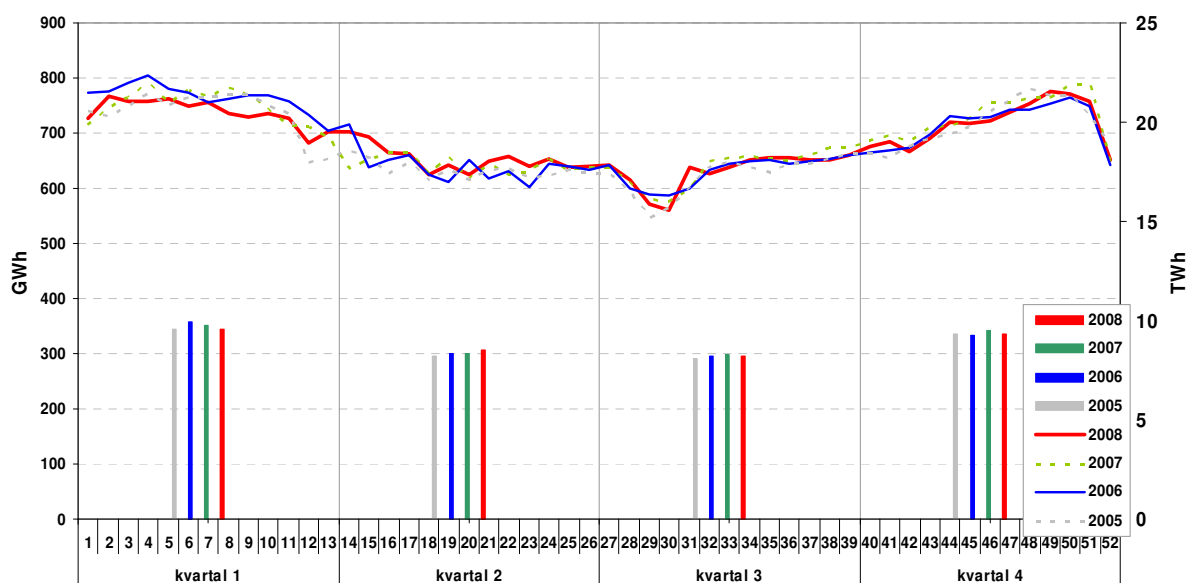
Korrigert for temperaturer var det svenske totalforbruket av kraft 148,2 TWh. Det er 6,4 TWh høyere enn det faktiske forbruket.

Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Kraftforbruket i Danmark var 35,6 TWh i 2008. Det er 0,2 TWh mindre enn i 2007. 21,2 TWh av forbruket var på Jylland mens 14,4 var på Sjælland. Det danske kraftforbruket påvirkes i mindre grad av temperatursvingninger som følge av at elektrisitet i liten grad blir benyttet til oppvarming. Vi ser derfor ikke tilsvarende sesongsvingninger som i de øvrige nordiske landene.

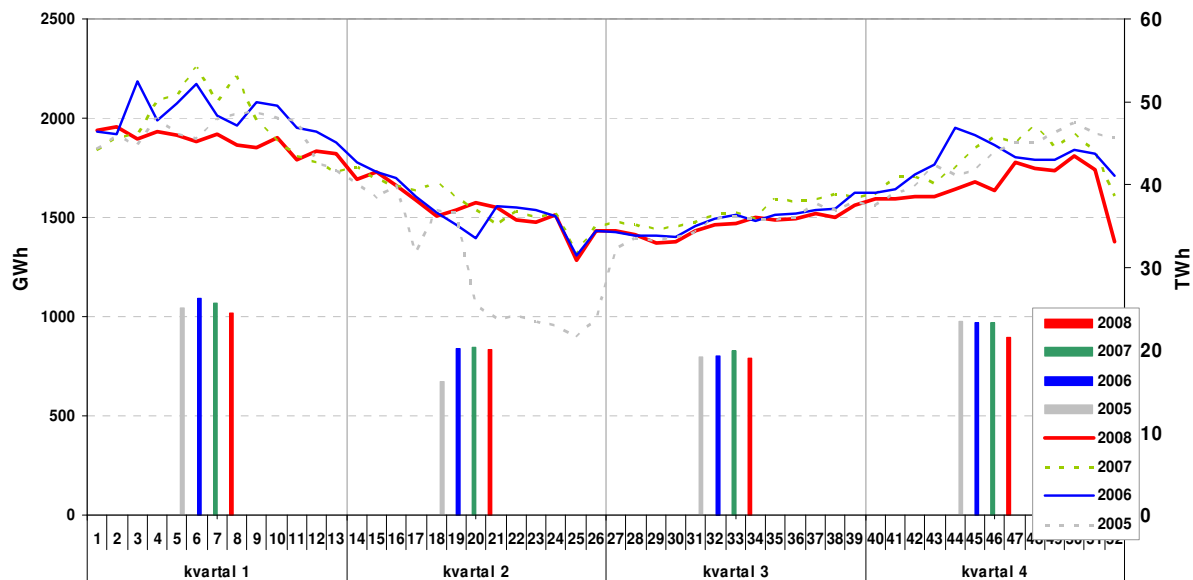
Figur 1.4.10 Dansk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Det finske kraftforbruket var 85,1 TWh i 2008. Det er en nedgang på 3,9 TWh sammenlignet med året før. Det har vært varmere vær i Finland i 2008 enn i 2007. Det er først og fremst i første og andre kvartal det har vært lavere finsk forbruk i 2008 sammenlignet med året før.

Gjennomsnittstemperaturen i Helsingfors var henholdsvis 1,3 og 2,3 grader høyere for disse kvartalene sammenliknet med 2007. Finland har en betydelig papirindustri og lavere produksjon i denne industrien har også bidratt til lavere totalforbruk av elektrisk kraft.

Figur 1.4.11 Finsk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



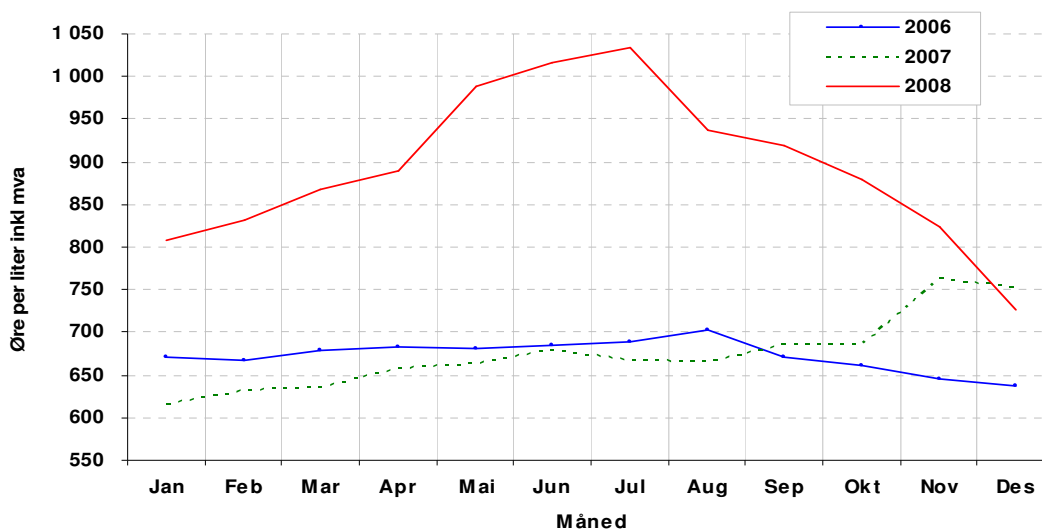
1.5 Andre energibærere i Norge

I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energibærere til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har økende utbredelse. For andre energibærere enn elektrisitet foreligger ikke offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salgstall for petroleumsprodukter kan benyttes som en indikator på sluttbruk av petroleumsprodukter. For de andre energibærerne tar vi med tall avhengig av om slike er tilgjengelige fra interesseorganisasjoner eller SSB.

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; industri, bergverk og kraftforsyning, husholdninger, næringsbygg mv, 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 gjennomsnittspris³ på lett fyringsolje var i fjerde kvartal av 2008 rundt 10 prosent høyere enn for tilsvarende periode i fjor. Grafen under viser at prisen steg kraftig i første halvdel av 2008, mens den siden sommeren har sunket til omtrent samme nivå som i 2007 og 2006.

Figur 1.5.1 Pris på lett fyringsolje, øre per liter inkl. mva. Kilde Norsk Petroleumsinstitutt



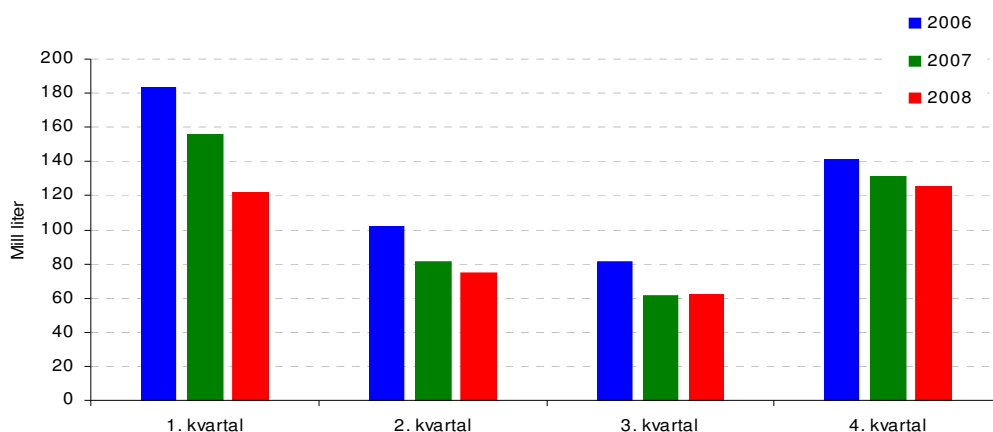
Figuren under viser at det i fjerde kvartal 2008 ble solgt 125 millioner liter lett fyringsolje til de aktuelle sektorene (industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v., og offentlig virksomhet). Dette er en reduksjon på ca. 5 prosent fra fjerde kvartal 2007, og en nedgang på 11

³ Priser fra Norsk petroleumsinstitutt, som bruker priser SSB samler inn i forbindelse med konsumprisindeksen. For fyringsolje er det levering av olje med standard kvalitet fra oljeselskapene til fem ulike steder i Norge som samles inn. Prisene er medregnet dropp tillegg, kjøretillegg og gjennomsnittlig rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av disse prisene regnes et veid gjennomsnitt.

prosent i forhold til fjerde kvartal 2006. Det har ikke vært like sterk nedgang i salget som tidligere, og det ser ut til at salget stabilisere seg i forhold til samme periode i fjor. Dette kan skyldes at prisen på fyringsolje har sunket siden en pristopp i juli, samt at kraftprisen var høy i samme periode. Temperaturen var høyere enn normalt i 2008, noe som også bidrar til redusert salg av fyringsolje.

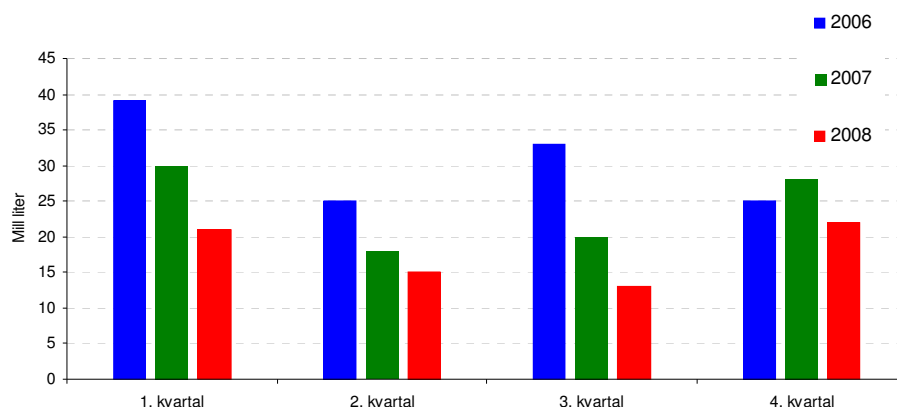
Sektoren bolig og næringsbygg hadde noe økning i forbruket i forhold til samme periode i 2007, mens industri hadde en svak reduksjon i forbruket.

Figur 1.5.2 Kvartalsvis salg av lett fyringsolje for kjøpegruppene Industri, bergverk og kraftforsyning, Boliger, næringsbygg m.v., og Offentlig virksomhet, 2006-2008. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I fjerde kvartal 2008 ble det solgt 22 millioner liter fyringsparafin mot 28 millioner liter i fjerde kvartal 2007, og 25 millioner i fjerde kvartal 2006. Det er en reduksjon på vel 21 prosent i forhold til tilsvarende kvartal i fjor. Salget har jevnt over gått ned i hele 2008 i forhold til 2007.

Figur 1.5.3 Kvartalsvis salg av fyringsparafin for kjøpegruppene Industri, bergverk og kraftforsyning, Boliger, næringsbygg m.v., og Offentlig virksomhet, 2006-2008. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



Ved

For informasjon om bruk av ved i 2007, se Kvartalsrapport 1/2008. For priser, se Kvartalsrapport 2/2008 Det foreligger ikke data for vedforbruket så langt i 2008.

Annen bioenergi

Se Kvartalsrapport 2/2008 for 2007-tall for salg og priser for pellets og briketter. Tall for 2008 vil foreligge i løpet av våren.

Varmepumper

Se Kvartalsrapport 2/2008 for salg av varmepumper 2007.

Fjernvarme

Se Kvartalsrapport 2/2008 for produksjon og forbruk av fjernvarme 2007. Tall for 2008 vil foreligge i løpet av våren.

Gass

For mer informasjon om gass, se kvartalsrapport 2008-1.

1.6 Kraftutveksling

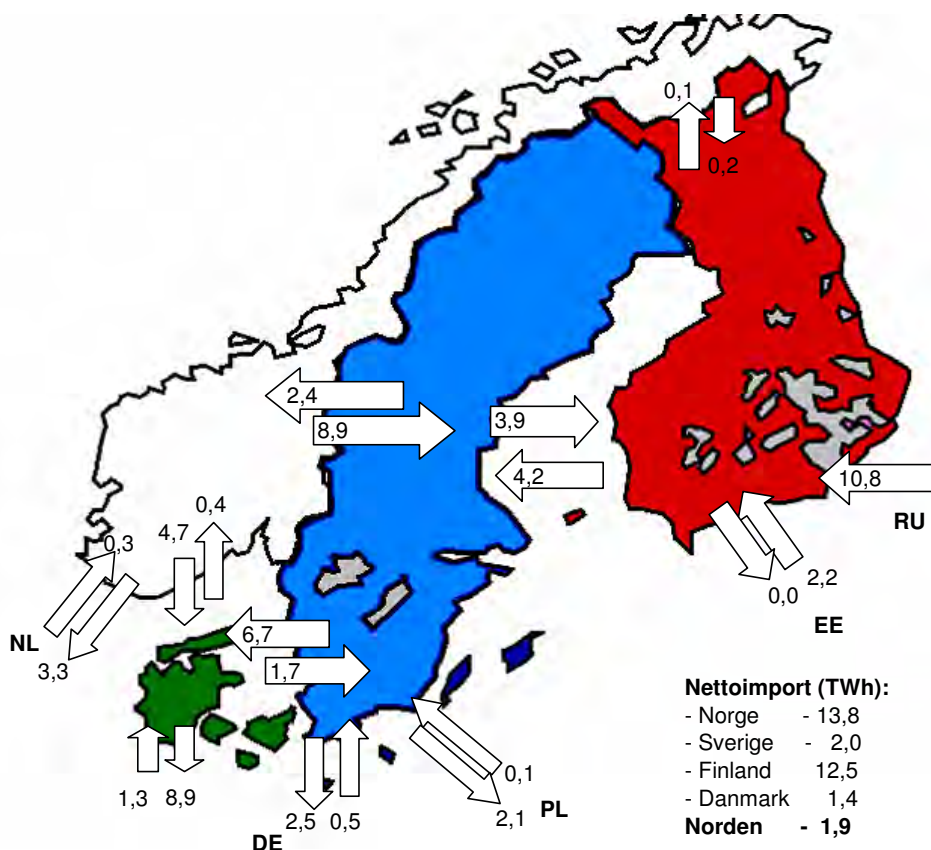
Det var 0,3 TWh nordisk nettoimport i fjerde kvartal i år. I tilsvarende kvartal i fjor var det 2,0 TWh nordisk nettoimport. I likhet med fjerde kvartal i fjor var det nettoeksport fra Norge og Danmark, mens Sverige og Finland hadde nettoimport av

Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	4. kv. 2008	4. kv. 2007	2008	2007
Norge	-3,3	-1,4	-13,8	-10,4
Sverige	3,3	3,4	-2,0	1,6
Finland	1,7	1,3	12,5	12,3
Danmark	-1,5	-1,3	1,4	-0,7
Norden	0,3	2,0	-1,9	2,8

elektrisk kraft. Den norske nettoeksporten mer enn fordoblet seg fra fjerde kvartal i fjor til i år, fra 1,4 til 3,3 TWh. I Finland økte nettoimporten med 0,4 TWh fra fjerde kvartal i fjor.

I 2008 var det samlet nordisk nettoeksport på 1,9 TWh. I 2007 var det 2,8 TWh nordisk nettoimport, mens det var 11,4 TWh nordisk nettoimport i 2006. Det nordiske kraftsystemet har mye vannkraft i forhold til kraftsystemet i resten av Europa. Både 2007 og 2008 har vært preget av høye tilsig til vannmagasinene og høy vannkraftproduksjon. Økt norsk og svensk vannkraftproduksjon fra 2007 til 2008 bidro til nordisk nettoeksport i 2008. Lavere termisk kraftproduksjon i Danmark og Finland virket imidlertid i motsatt retning.

Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i 2008, TWh. Kilde: Nord Pool

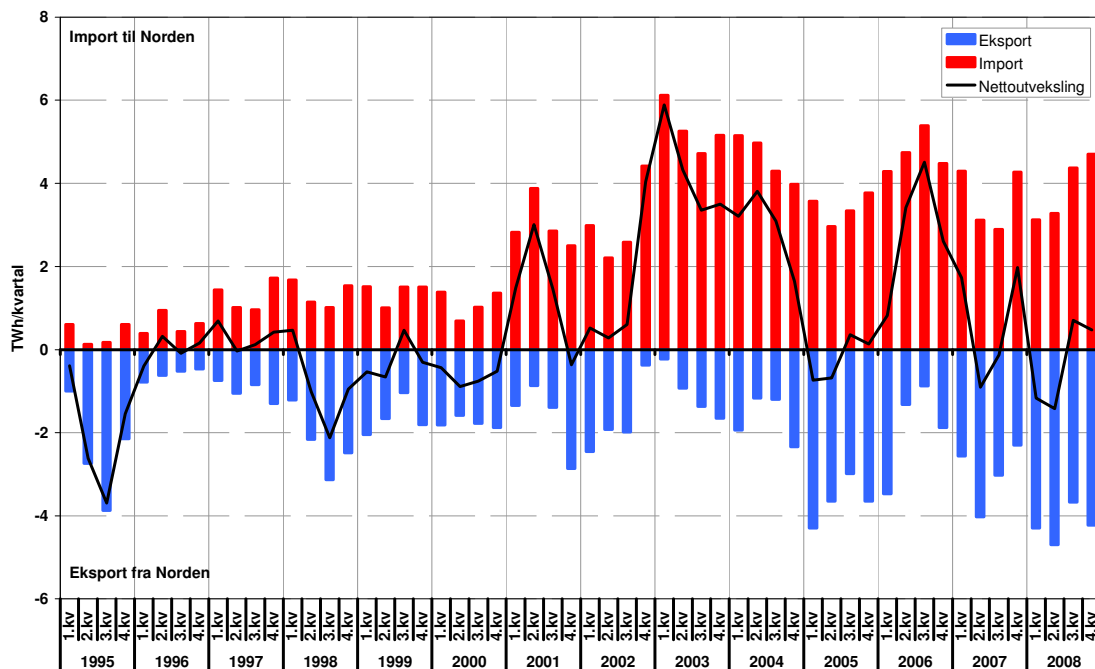


Det var 13,1 TWh samlet nordisk import fra Estland og Russland i 2008. Det er 1,1 TWh mer enn i 2007. Som i 2007 var det i 2008 hovedsakelig nordisk eksport til Polen. Det var 1,9 TWh nettoeksport fra Sverige til Polen i fjor – litt ned fra 2007. Nedgangen kom til tross for at det i fra fjerde kvartal 2007 til fjerde kvartal 2008 var en liten økning i nettoeksporten til Polen.

Den samlede nordiske nettoeksporten til Tyskland var 9,7 TWh i 2008. I 2007 var nettoeksporten til Tyskland 7,3 TWh. Det var først og fremst i første kvartal nettoeksporten økte. Mildt vær og god ressursituasjon i Norden virket i retning av lavere nordiske kraftpriser i første kvartal 2008, mens oppgang i prisene på fossile brensler og utslippsrettigheter trakk prisene opp. Det var også en økning i den nordiske nettoeksporten til Tyskland i fjerde kvartal 2008 sett i forhold til fjerde kvartal 2007. Nettoeksporten til Tyskland var 2,1 TWh i fjerde kvartal 2008 mot 1,6 TWh i 2007.

Driftsettelsen av NorNed-kabelen i mai i fjor har gjort det mulig å overføre kraft mellom Norge og Nederland, og fram til utgangen av 2008 eksporterte Norge netto 3,0 TWh til Nederland. Som figur 1.6.2 viser, har kraftutvekslingen mellom Norden og omkringliggende områder økt siden 1990-tallet.

Figur 1.6.2 Nordens kraftutveksling, 1999-2008. TWh. Kilde: Nord Pool

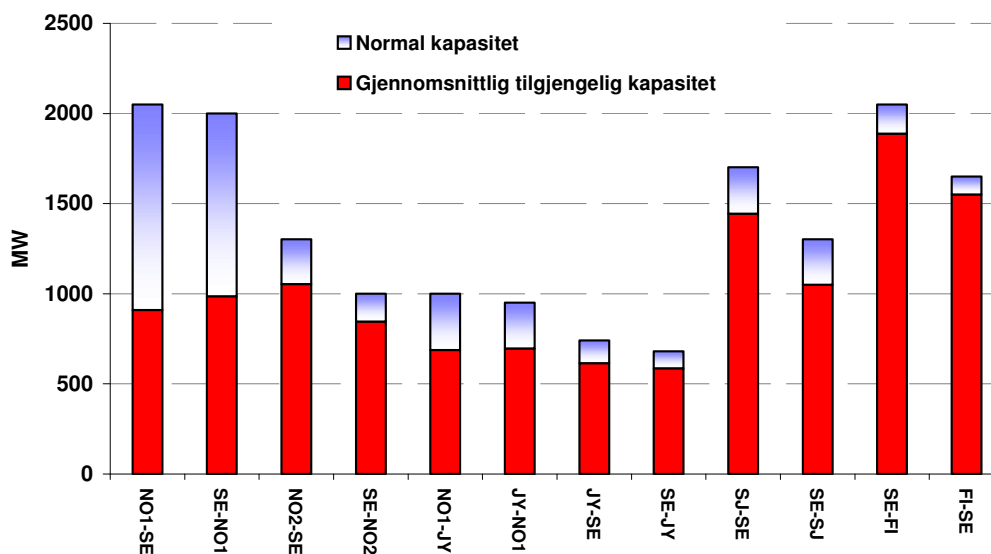


Også i fjerde kvartal i fjor var det redusert kapasitet på overføringsforbindelsen mellom Sør-Norge og Sverige. Det har det vært siden slutten av mars på grunn av feil på kabler i Oslofjorden. I fjerde kvartal var eksportkapasiteten fra Sør-Norge til Sverige i gjennomsnitt 28 prosent av normal kapasitet (2050 MW). Eksportkapasiteten økte imidlertid gjennom kvartalet og i uke 52 var den om lag 50 prosent. Det er ikke ventet normal kapasitet igjen før i mai. Feilene har ført til at kapasiteten i gjennomsnitt for hele året har vært under 50 prosent i begge retninger. Dette har i første rekke begrenset eksporten fra Sør-Norge til Sverige.

Skagerrak 3-kabelen mellom Sør-Norge og Danmark (250 MW) var ute av drift fra høsten 2007 til sommeren 2008. Det har bidratt til at kapasiteten i begge retninger har vært redusert til om lag 70 prosent av normal kapasitet i gjennomsnitt for 2008.

Det var også reduksjoner på kapasiteten på flere andre overføringsforbindelser i kortere perioder i 2008. Med unntak av ovennevnte overføringsforbindelser var kapasiteten i gjennomsnitt for 2008 over 80 prosent av normal kapasitet for alle de utvalgte forbindelsene i figur 1.6.3.

Figur 1.6.3 Tilgjengelig og maksimal kapasitet på utvalgte nordiske overføringsforbindelser i 2008, MW. (fra – til) Kilde: Nord Pool



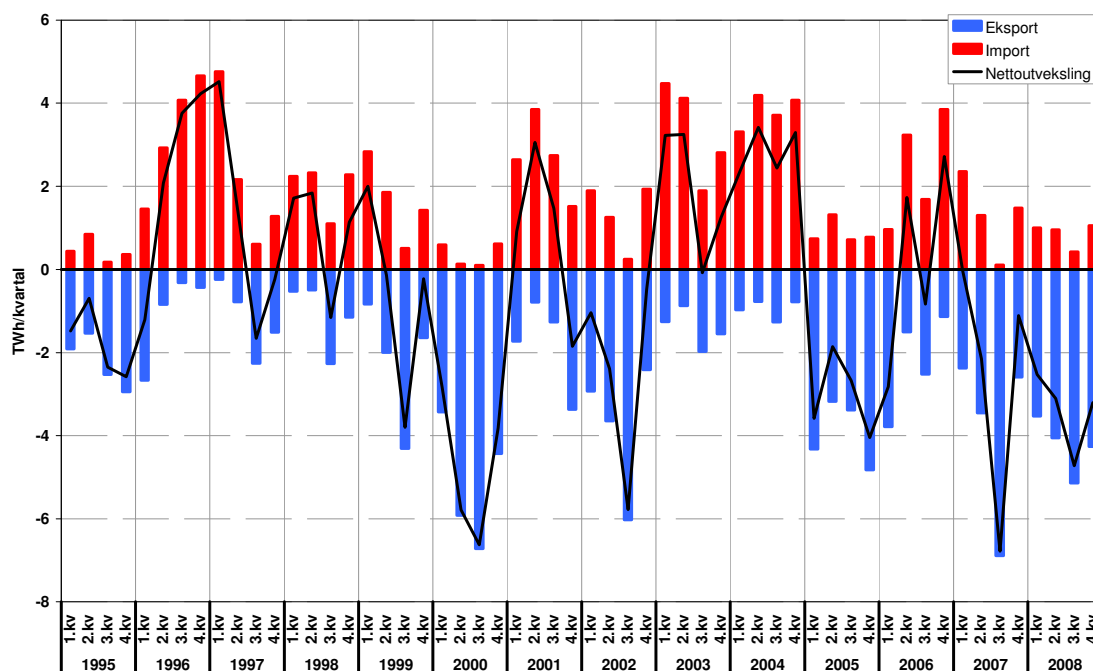
1.6.1 Norge

Norge økte nettoeksporten fra 10,4 til 13,8 TWh fra 2007 til 2008. Ressurstilgangen var god i 2008 som i 2007, og vannkraftproduksjonen økte. I tillegg har høye brenselpriser i 2008 trukket i retning av høye produksjonskostnader for termiske kraftverk i utlandet.

Redusert overføringskapasitet mellom Sør-Norge og Sverige har bidratt til mindre utveksling mellom Norge og Sverige i 2008 enn i 2007. Den norske nettoeksporten til Sverige falt fra 7,4 TWh i 2007 til 6,4 TWh i 2008. Nettoeksporten fra Norge til Danmark økte fra 2,8 til 4,3 TWh fra 2007 til 2008. I tillegg til lavere dansk vindkraftproduksjon i 2008 enn året før, kan høye produksjonskostnader for termiske kraftverk i Danmark ha bidratt til at den danske eksporten til Norge falt fra 1,1 til 0,4 TWh.

Siden idriftsettelsen av NorNed i begynnelsen av mai og ut 2008 eksporterte Norge 3,3 TWh til Nederland, mens det ble importert 0,3 TWh. I hovedsak har det vært eksportert opp mot full kapasitet på dagtid, mens importen har funnet sted i nattetimene. Redusert eksportkapasitet fra Sør-Norge til Sverige og Danmark har virket i retning av lavere kraftpriser i Sør-Norge, og kan ha bidratt til den høye eksporten til Nederland.

Figur 1.6.4 Norsk kraftutveksling, 1999-2008. TWh. Kilde: Nord Pool



1.6.2 Andre nordiske land

Lavere forbruk og økt vannkraftproduksjon i fjor bidro til at den svenske nettoutvekslingen snudde fra 1,6 TWh nettoimport i 2007 til 2,0 TWh nettoeksport i 2008. Nettoimporten fra Norge falt med 1,0 TWh. Nettoeksporten til Danmark økte fra 2,6 til 5,0 TWh. Store deler av andre halvdel av 2008 var det redusert produksjonskapasitet ved flere store svenske kjernekraftverk. Det bidro til svensk nettoimport i fjerde kvartal 2008, omtrent uendret fra fjerde kvartal 2007.

I fjerde kvartal var det 1,5 TWh dansk nettoeksport. Det er 0,2 TWh mer enn i samme kvartal i 2007, men en betydelig endring fra tredje kvartal hvor det var 1,9 TWh dansk nettoimport. Lavere brenselpriser i fjerde enn i tredje kvartal bidro til lavere produksjonskostnader for termiske kraftverk. For 2008 samlet importerte Danmark netto 1,4 TWh. I 2007 var det samlet dansk nettoeksport. Med unntak av fjerde kvartal var det økte priser på fossile brenslere i 2008. I tillegg til økt vannkraftproduksjon i Norge og Sverige, har dette bidratt til dansk nettoimport i 2008.

Den finske nettoimporten økte fra 12,3 TWh i 2007 til 12,5 TWh i 2008. Importen fra Russland økte fra 9,9 til 10,8 TWh. Økt import fra Russland fra 2007 til 2008 har sammenheng med redusert overføringskapasitet i andre halvdel av 2007. Nettoutvekslingen med Sverige snudde fra 0,3 TWh finsk nettoimport til 0,3 TWh finsk nettoeksport. I fjerde kvartal i 2008 var det samlet 1,7 TWh finsk nettoimport. Det er 0,4 TWh høyere enn samme kvartal i 2007.

1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.7.1 Spotmarkedet

De gjennomsnittlige elspotprisene falt i alle de nordiske elspotområdene fra tredje til fjerde kvartal bortsett fra i Sør-Norge (NO1). Økningen på sju prosent i dette området har sammenheng med mindre tilsig og lavere magasinifylling i området mot slutten av tredje kvartal og videre i fjerde kvartal. På landsbasis var fyllingsgraden høyere enn normalt i alle uker fram til og med uke 36, mens fyllingsgraden var under normalen i resten av ukene i 2008. Siden våren har prisene i

Elspotpriser ⁴ kr/MWh	4. kv. 2008	Endring fra 4.kv. 2007	Endring fra 3.kv. 2008	2008	Endring fra 2007
Sør-Norge (NO1)	433	28 %	7 %	324	57 %
Midt-Norge	470	38 %	-10 %	421	78 %
Nord-Norge	464	38 %	-4 %	410	74 %
Sverige	469	38 %	-12 %	421	74 %
Finland	465	40 %	-12 %	420	75 %
Danmark Øst	535	42 %	-4 %	466	77 %
Danmark Vest	470	25 %	-16 %	463	79 %
Tyskland (EEX)	603	31 %	2 %	506	63 %

Sør-Norge stort sett vært lavere enn i de andre elspotområdene som følge av høyt tilsig og begrenset eksportkapasitet ut av området. I løpet av tredje og fjerde kvartal har vannkraftprodusentene i Sør-Norge gradvis fått bedre kontroll på vannet, noe som har bidratt til å heve prisene i Sør-Norge. Prisfallet i de andre nordiske elspotområdene kan sees i sammenheng med fall i prisene på fossilt brensel i fjerde kvartal. Kraftprisene påvirkes i stor grad av utviklingen i verdensmarkedsprisen på fossile brensler, ettersom mye av kraftproduksjonen, spesielt i Danmark og Finland er basert på kull, olje og naturgass. Markedsprisen på råolje ble nær halvert fra tredje til fjerde kvartal i 2008, og verdensmarkedsprisene på kull og naturgass har i stor grad fulgt utviklingen i oljeprisen. Fallet i brenslerspriser har ikke gitt samme virkning på prisene på den tyske kraftbørsen. Her var den gjennomsnittlige prisen i fjerde kvartal 603 kr/MWh, omtrent det samme som i kvartalet før. Høy eksportetterspørsel rettet mot Tyskland, blant annet som følge av lav fransk kjernekraftproduksjon, kan ha bidratt til at kraftprisen i Tyskland holdt seg på samme nivå i fjerde kvartal som i kvartalet før. I tillegg var det uvanlig lav tysk vindkraftproduksjon, spesielt i begynnelsen av kvartalet.

Siden 20. november 2006 har Midt- og Nord-Norge vært delt i to elspotområder på den nordiske kraftbørsen. Den 17. november i 2008 ble de to landsdelene slått sammen til et elspotområde, og det er nå to elspotområder i Norge; Sør-Norge (NO1) Midt- og Nord-Norge (NO2). Statnett begrunner avgjørelsen med at slutførte prosjekter gir bedre stabilitet i nettet i Midt-Norge, og at det var relativt god magasinifylling i området. Fram til 17. november var det forskjellig pris i

⁴ Gjennomsnittlige priser i Midt-Norge er beregnet ut fra priser i det daværende elspotområdet NO2 (Midt-Norge) fram til 17. november og deretter det nåværende elspotområdet NO2 (Midt- og Nord-Norge). Tilsvarende er gjennomsnittlige priser i Nord-Norge beregnet fra priser i det daværende elspotområdet NO3 (Nord-Norge) fram til 17. november og deretter det nåværende elspotområdet NO2 (Midt- og Nord-Norge).

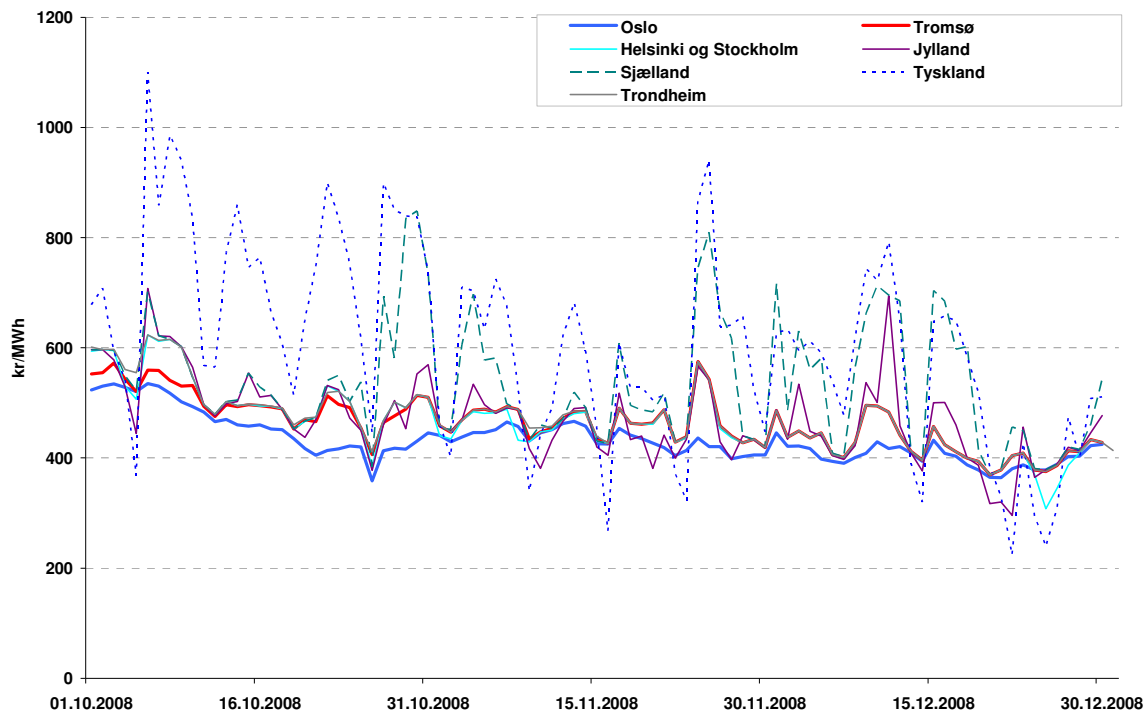
Midt- og Nord-Norge i 31 prosent av timene i fjerde kvartal. I samtlige av disse timene var prisen høyest i Midt-Norge.

Den årlige gjennomsnittsprisen var 97 kr/MWh lavere i Sør-Norge enn i Midt- og Nord-Norge. Det var lavere snittpris i Sør-Norge i samtlige måneder i 2008, og i vår og sommer var prisforskjellen spesielt stor. Mot slutten av året minket forskjellene som følge av mindre hydrologisk overskudd og høyere kapasitet for eksport i sør. I desember var snittprisen i Sør-Norge allikevel 20 kr/MWh lavere enn snittprisen i Midt- og Nord-Norge.

Den årlige gjennomsnittsprisen i Sverige og Finland var 410 kr/MWh. Det er lavere enn gjennomsnittsprisen i begge de to danske elspotområdene. Høy dansk utvekslingskapasitet mot Tyskland gjør at prisene på Jylland og Sjælland følger de tyske prisene i større grad enn i de andre nordiske elspotområdene. Gjennomsnittsprisen på den tyske kraftbørsen EEX var 506 kr/MWh i 2008.

Gjennom fjerde kvartal lå prisen i Sør-Norge stort sett under prisene i de øvrige nordiske elspotområdene. I Sør-Norge var det kun mindre forskjeller mellom ukedager og helgedager, mens prisene varierte mer med forbruket ellers i Norden.

Figur 1.7.1 Spotpriser i fjerde kvartal 2008, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool, POLPX og EEX

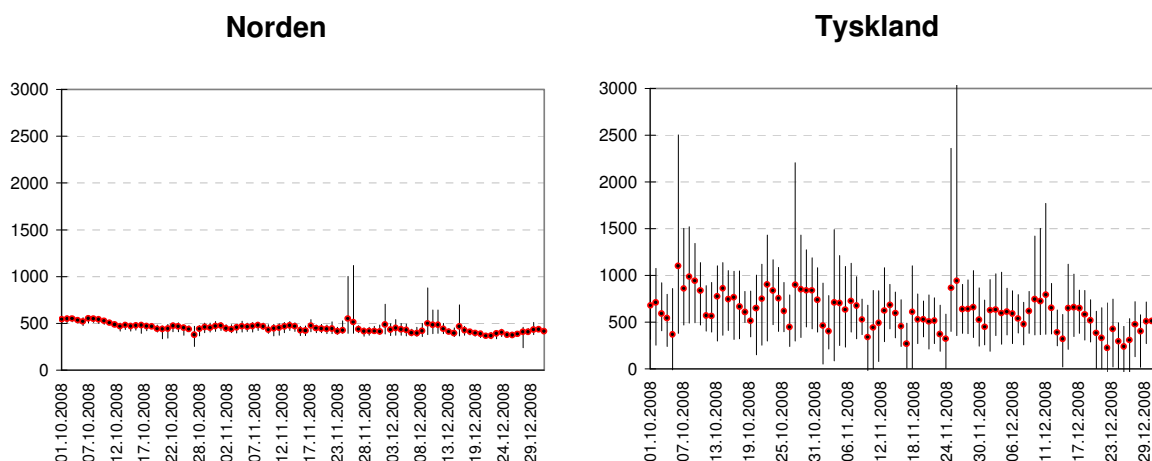


Som vanlig viste den tyske kraftprisen ved EEX større variasjon gjennom døgnet enn den nordiske systemprisen også i fjerde kvartal. Den nordiske kraftproduksjonen er dominert av vannkraft. Denne produksjonen er billig å regulere, og følger derfor i høy grad forbruket. Den gjennomsnittlige døgnavariasjonen i den nordiske systemprisen var 117 kr/MWh. Det er 21 kroner mindre enn i tredje kvartal i år.

I Tyskland var den gjennomsnittlige døgnavariasjonen 769 kr/MWh i fjerde kvartal. Det er 159 kroner mer enn i tredje kvartal. I det tyske kraftmarkedet dominerer termisk produksjon, men

det er også et betydelig innslag av vindkraft. I et slikt system vil prisene variere mer over døgnet enn i Norden. Prisene er typisk høyere på dagtid når etterspørselen er høy og lavere om natten når etterspørselen er lav. Disse prisdifferensene mellom dag og natt forsterkes dersom det blåser om natten og ikke om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høy (lav) når etterspørselen er lav (høy). I figur 1.7.2. illustreres døgnavariasjonen i tyske og nordiske priser. Variasjonen er her målt som differansen mellom høyeste og laveste pris innen hvert døgnet.

Figur 1.7.2 Nordisk (systempris) og tysk døgngjennomsnitt og prisvariasjoner over døgnet, kr/MWh. Kilde Nord Pool og EEX



Spotprisen i Sør-Norge var lavere enn i samtlige øvrige nordiske elspotområder i 60 prosent av timene i fjerde kvartal. I kvartalet før var det samme tilsvarende tall 79 prosent. Høyere eksportkapasitet mot Danmark har bidratt til at det har vært noen færre timer med flaskehals ut av Sør-Norge i fjerde kvartal. Prisene i Sverige og Finland var for det meste sammenfallende. I de 8 prosent av timene med flaskehals mellom de to landene var prisen høyest i Sverige. I perioden fram til 17. november da det var tre elspotområder i Norge var prisen sammenfallende i de fire områdene Midt-Norge, Nord-Norge, Sverige og Finland i om lag 70 prosent av timene. Prisen i Midt-Norge var høyere enn prisen i Sør-Norge i over 80 prosent av timene, og høyere enn i Sverige i 12 prosent av timene.

Tabell 1.7.1 Omfanget av prisforskjeller mellom prisområdene, fjerde kvartal 2008. Kilde: Nord Pool

4. kvartal 2008		Lavest elspotpris				
		NO1	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland
Høyest elspotpris	NO1		1,4 %	7,4 %	13,6 %	0,5 %
	Sverige	69,5 %		8,0 %	29,8 %	0,4 %
	Finland	67,4 %	0,0 %		29,0 %	0,4 %
	Jylland	55,9 %	16,3 %	22,4 %		5,1 %
	Sjælland	70,1 %	23,9 %	31,1 %	45,0 %	

1.7.2 Terminmarkedet

Uro i verdensøkonomien og lavere brenselpriser ga nedgang i terminmarkedene

Prisen på kraftkontraktene for første og andre kvartal 2009 falt på kraftbørsene Nord Pool og European Energy Exchange (EEX) gjennom fjerde kvartal. Uro i verdensøkonomien og fallende priser på fossile brensler forklarer nedgangen. Nedgang i forwardprisene på fossile brensler ga lavere forventede kostnader i kraftverk som benytter fossile brensler, og dermed falt kraftprisene i de finansielle markedene. I fjerde kvartal 2009 var det hovedsaklig utviklingen i brenselpriser som påvirket utviklingen i de nordiske kraftprisene.

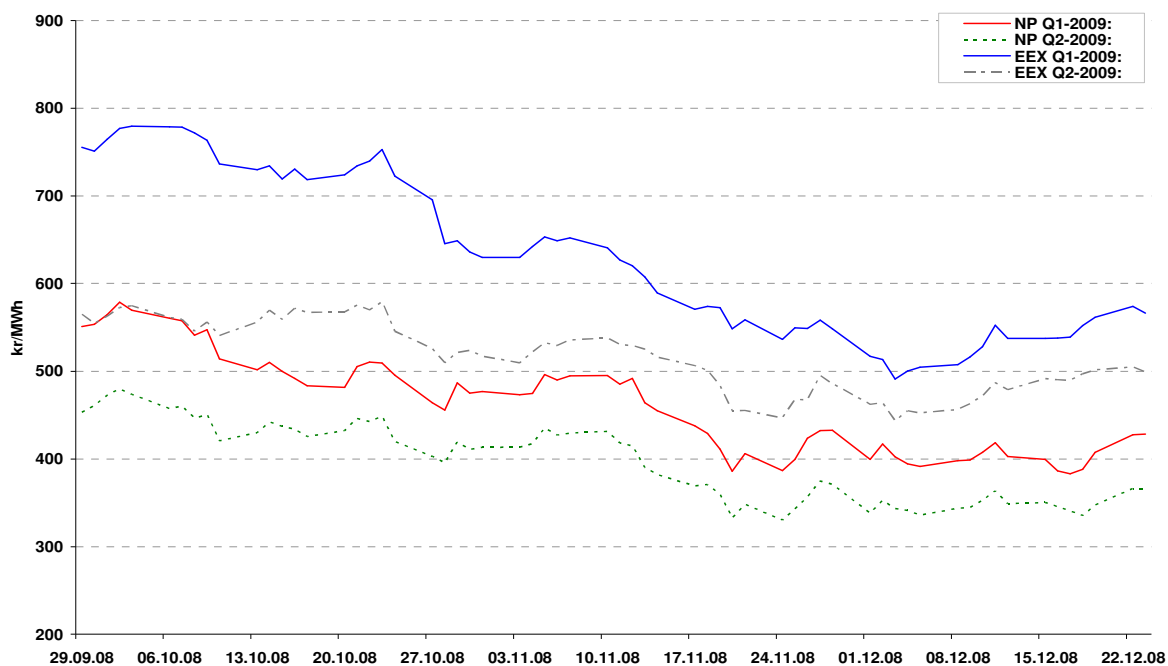
På Nord Pool ble kontrakten for første kvartal 2009 handlet for 551 kr/MWh i kvartalets første handledag, 29. september. På kvartalets siste handledag 23. desember ble samme kontrakt handlet for 428 kr/MWh. Dette tilsvarer en nedgang på 22 prosent. Andrekvartalskontrakten for 2009 ble handlet for 453 kr/MWh på kvartalets første handledag, og gikk ned med 19 prosent 366 til kr/MWh på kvartalets siste handledag.

Utviklingen var lik på den tyske kraftbørsen EEX. Gjennom fjerde kvartal gikk kontrakten for første kvartal ned med 25 prosent, fra 755 kr/MWh til 566. Kontrakten for andre kvartal gikk fra 564 til 499, en nedgang på 12 prosent.

På Nord Pool og EEX prises kontraktene i euro. Kursen på euro steg med hele 18 prosent fra første til siste handledag i fjerde kvartal. 29. september var kursen 8,3 kroner per euro mot 9,8 kroner 23. desember.

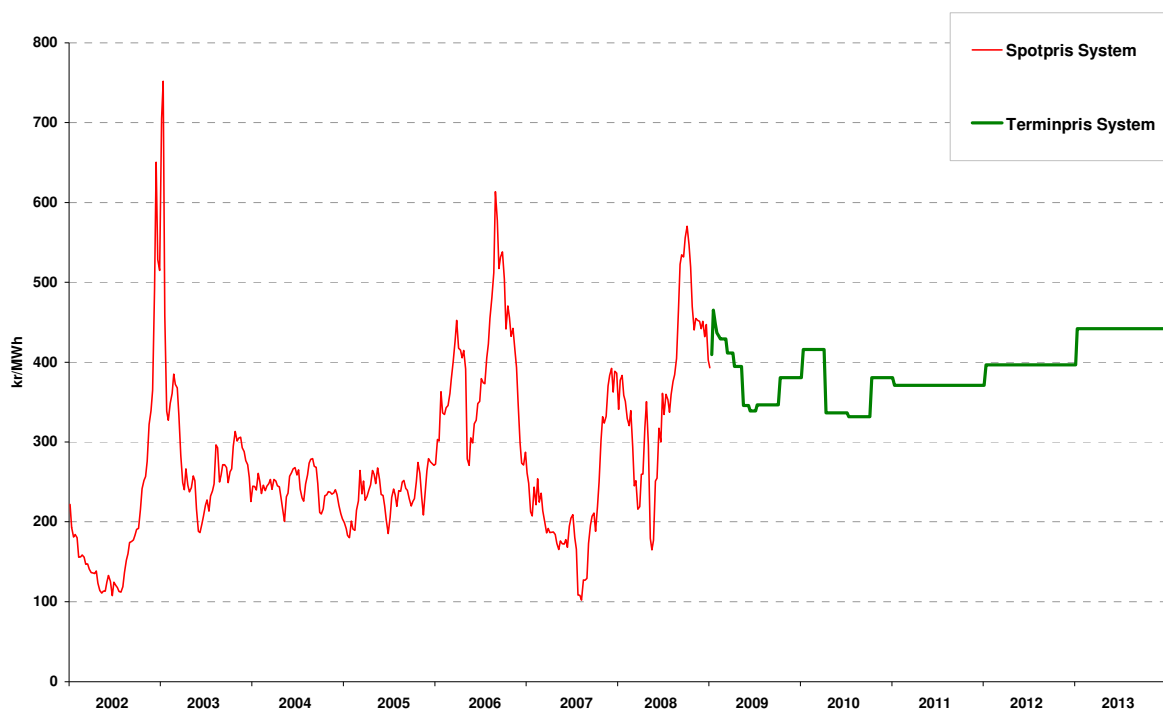
Figur 1.7.3 viser utviklingen i prisen på første- og andrekvartalskontraktene i kr/MWh for 2009 på kraftbørsene Nord Pool og EEX gjennom fjerde kvartal 2008.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontrakter i fjerde kvartal 2008, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot



På kvartalets siste handledag ble terminkontrakter for perioden 2009 til og med 2013 handlet for mellom 332 og 465 kr/MWh på Nord Pool. Denne dagen ble kontrakter for sommeren 2009 priset ned mot 339 kr/MWh og 332 kr/MWh for sommeren 2010. Årskontraktene for 2012 og 2013 lå på 397 og 442 kr/MWh.

Figur 1.7.4 Nordisk systempris og priser i terminmarkedet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot



Prisfall på utslippsretter for CO₂, kull og gass

Utslippsretter for CO₂ hadde en relativ stor prisnedgang fra starten til slutten av fjerde kvartal. Redusert pris på utslippsretter for CO₂ gir lavere produksjonskostnader for elektrisitet basert på kull, gass og olje. Siden kraftprisene avhenger av disse kostnadene samt brenselskostnader, vil en nedgang i prisen på utslippsretter for CO₂ kunne gi lavere kraftpriser.

Kontrakten for utslippsretter i 2008 ble avsluttet 1. desember. Kontrakten endte på 16,0 euro, en nedgang på 7,5 euro fra kvartalets første handledag. Snittprisen over kvartalet var 19,4 euro.

Kontraktene for utslippsretter for CO₂ i 2009 og 2010 endte på 15,9 og 16,4 euro 23. desember. Dette tilsvarer et fall på 8,6 og 8,7 euro fra kvartalets første handledag. Disse kontraktene hadde en snittpris på 18,9 og 19,5 euro.

Til sammenligning var gjennomsnittsprisen på utslippsretter for CO₂ i tredje kvartal 24,6, 25,9 og 26,7 euro/tonn for årene 2008 til 2010.

Figur 1.7.5 Prisutvikling på utslippstillatelser for CO₂ i EU ETS, Euro/tonn. Kilde: Nord Pool Spot



I løpet av fjerde kvartal gikk gassprisen ned på de tre største handelsplassene for gass i Nord-Europa; National Balancing Point (NBP) i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland.

På handelsplassen NBP var den gjennomsnittlige prisen på kontrakter for første kvartal 2009, *front quarter*, 216 øre pr. standard kubikkmeter (Sm³) i uke 52. Fra den første uken i kvartalet til den siste gikk snittprisen ned med 113 øre/Sm³, noe som tilsvarer 34 prosent. Prisen på gass levert i Belgia gikk også ned med 34 prosent gjennom kvartalet. I uke 52 var prisen 214 øre/Sm³.

Prisen på gass levert i Nederland første kvartal 2009 gikk noe mindre ned gjennom kvartalet. I uke 52 var snittprisen 222 øre/Sm³, en nedgang på 27 prosent fra uke 40.

Tar man utgangspunkt i et kraftverk i Storbritannia med en virkningsgrad på 55 prosent, ville kostnadene for gass handlet på spotmarkedet (eksklusiv rørtariff innenlands) i fjerde kvartal 2008 gitt en brenselkostnad på 466 kr/MWh. Dette er 103 kr/MWh mindre enn i tredje kvartal. På en måned har brenselkostnadene til et kraftverk av denne typen falt med 18 prosent.

Figur 1.7.6 viser utviklingen i prisene *front quarter* på gass i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) fra 2006 og ut fjerde kvartal 2008.

Figur 1.7.6 Gasspriser *front quarter* i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2008, øre/Sm³. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited



Kullprisen API2 falt med hele 46 prosent gjennom fjerde kvartal. I uke 40 var snittprisen på kull 150 \$/tonn mens den i uke 52 var 81 \$/tonn. For kvartalet under ett var den gjennomsnittlige prisen 100 \$/tonn. Kullprisen var på sitt laveste i fjerde kvartal i uke 49 med 75 \$/tonn. Mot slutten av året ble prisen løftet av stigende oljepris.

I kullindeksen API2 er frakt- og forsikringskostnader inkludert. API2 måler priser for kull levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam.

Med gjennomsnittlig kullpris på 100 \$/tonn ville brenselskostnaden (eksklusiv transport fra Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i et kullkraftverk med 40 prosent virkningsgrad som benytter importert kull vært 214 kr/MWh. Brenselskostnaden for denne typen kullkraftverk har gått ned 33 prosent til 107 kr/MWh fra tredje kvartal. I uke 40 ville kostnaden vært 283 kr/MWh, mens de i uke 52 ville ha vært 182 kr/MWh.

Kull prises i dollar. I uke 40 måtte man betale 5,9 kroner per dollar, mens i uke 52 hadde kursen steget til 7,0 kroner per dollar.

Figur 1.7.7 viser kullprisen fra 2006 til og med 2008.

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



1.8 Sluttbrukermarkedet

1.8.1 Priser og prisutvikling

I fjerde kvartal 2008 var en spotpriskontrakt i snitt billigere enn en standard variabel kontrakt. Mens snittprisen for en spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag i Sør-Norge, var 56,4 øre/kWh var den 68,7 øre/kWh for de dominerende leverandører av standard variabel kontrakt. Fordi leverandører av standard variabel kontrakt må informere sine kunder om fremtidige prisendringer to uker før, vil snittprisen på spotpriskontrakt være lavere når spotprisen synker.

Husholdningene øre/kWh	4. kv. 2008	Endring fra 3. kv. 2008	Endring fra 4. kv. 2007	2008	Endring fra 2007
Markedspriskontrakt (spot):					
Sør-Norge (NO1)	56,4	+4,7	-12,3	42,4	+14,8
Midt-Norge (NO2)	61,4	-5,5	+17,0	54,5	+23,1
Nord-Norge (NO3)	59,6	-2,6	+15,7	52,9	+21,6
Standard variabel:					
Dominerende leverandører⁵	68,7	+24,1	+28,5	49,5	+16,8
Landsdekkende⁶	63,6	+29,0	+29,0	43,6	+13,6
Antall leverandørskifter (1000 stk.)	51,7	+0,7	+4,9	190,0	-8,0
Kontraktvalg (%):					
Markedspris/spot	51,0	+5,5	+11,1	45,1	+8,0
Fastpris	7,1	-1,3	-3,3	9,0	-3,5
Standard variabel	41,8	-4,3	-7,9	45,9	-4,6

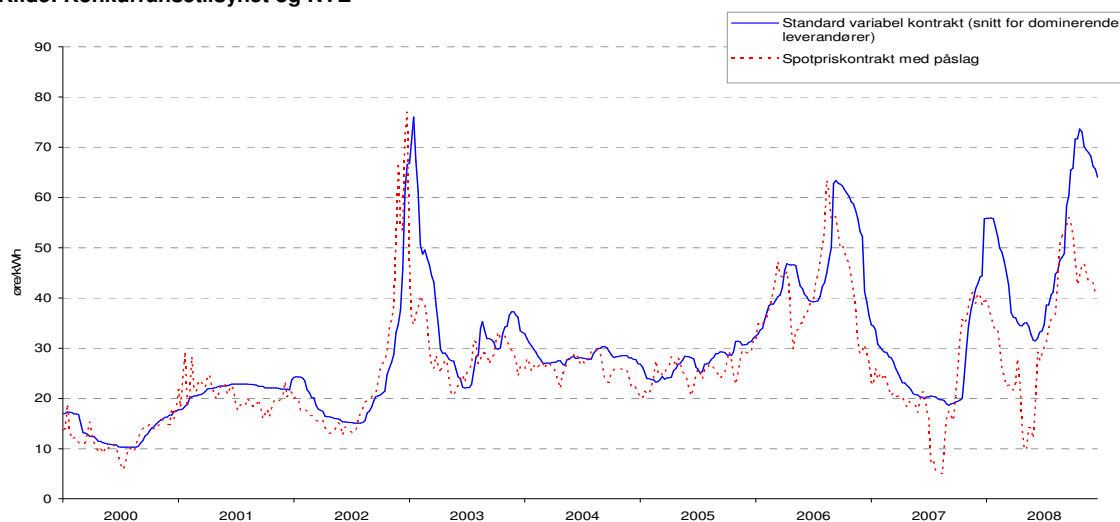
Blant leverandører av standard variabel kontrakt har de landsdekkende i snitt vært billigere enn de dominerende - både i fjerde kvartal og for hele 2008. Prisdifferansen mellom leverandørgruppene har gått ned fra 10,3 øre/kWh i tredje kvartal til 5,1 øre/kWh i fjerde kvartal 2008. Sett opp mot tredje kvartal 2008 og fjerde kvartal 2007 har prisen fra begge leverandørgrupper økt betydelig i fjerde kvartal 2008.

⁵ Volumveid gjennomsnitt av de dominerende leverandørenes priser fra de 22 største nettområdene.

⁶ Gjennomsnitt av leverandørenes priser (ikke volumveid).

Figur 1.8.1 Standard variabel kraftpris- og spotpriskontrakt (NO1) med påslag, øre/kWh inkl. mva.

Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.1 sammenligner snittprisen for standard variabel kraftpris for de dominerende leverandører med spotpris for Sør-Norge pluss 1,9 øre/kWh påslag for perioden 2000 til og med fjerde kvartal 2008.

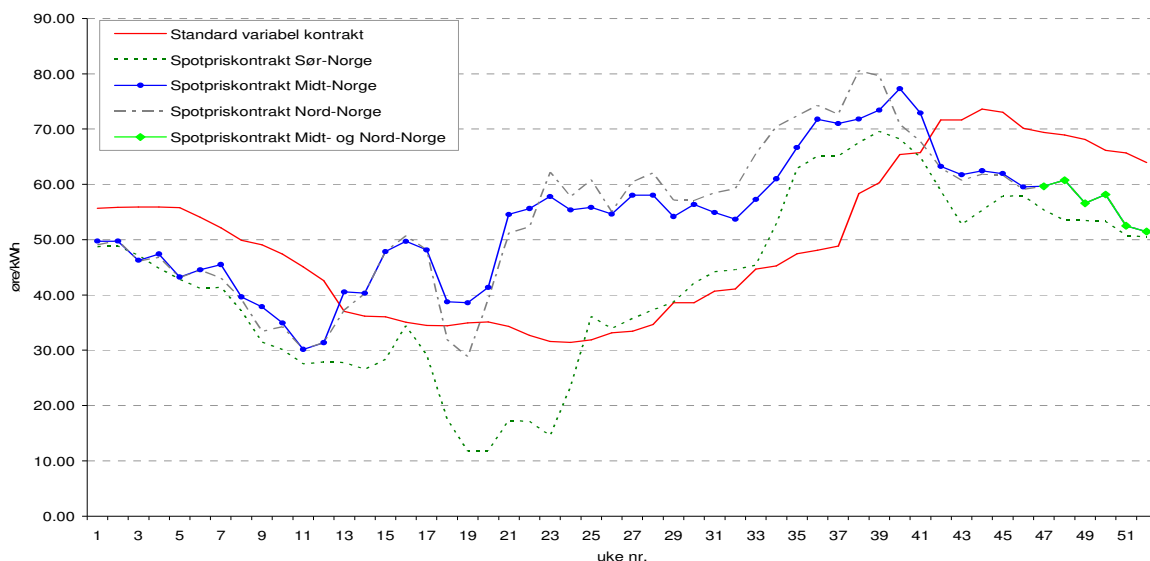
Fram til 17. november 2008 var Norge delt i tre elspotområder. I figur 1.8.2 sammenlignes standard variabel kraftpris for dominerende leverandører med spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag i prisområdene Sør-Norge(NO1), Midt- og Nord-Norge (NO2), og de gamle elspotområdene Midt-Norge (daværende NO2) og Nord-Norge (daværende NO3).

Figur 1.8.2 viser at prisen for en spotpriskontrakt var fallende i de tre norske spotområdene fram til uke 11, da spotprisen i Midt-Norge og Nord-Norge begynte å øke. For øvrig har disse to daværende områdene hatt en nærmest sammenfallende prisutvikling i 2008. Sør-Norge for sin del hadde lavere priser enn Midt-Norge og Nord-Norge i hele året bortsett fra i uke 3. Særlig i perioden mellom uke 16 til og med 31 kan vi se at spotprisen i Sør-Norge var langt lavere enn i de andre to elspotområdene. I snitt for 2008 var snittprisen for en spotpriskontrakt 42,4 øre/kWh i Sør-Norge, 54,5 øre/kWh i Midt-Norge og 52,9 øre/kWh i Nord-Norge. Sammenlignet med 2007 var dette en økning på 14,8 øre i Sør-Norge, 23,1 øre i Midt-Norge og 21,6 øre i Nord-Norge.

I fjerde kvartal 2008 hadde prisen på en spotpriskontrakt en fallende utvikling, der Sør-Norge var den billigste med 56,4 øre/kWh i snitt.

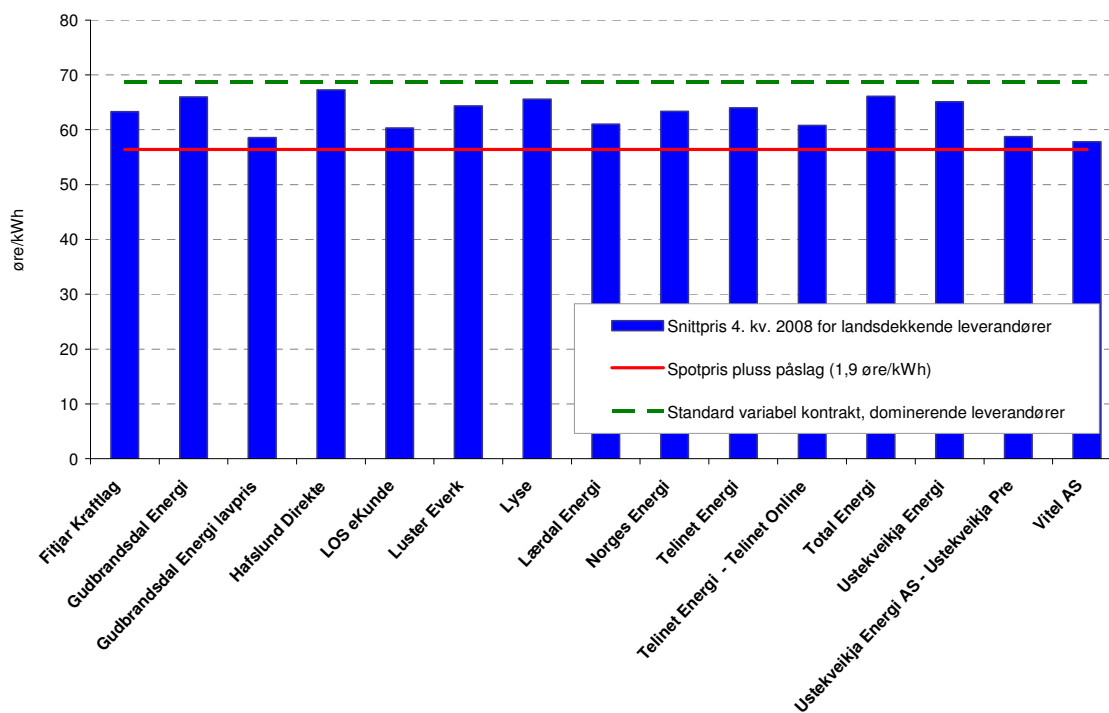
Prisen på standard variabel kontrakt var fallende fram til sensommeren og økende på høsten. I snitt for 2008 var prisen på standard variabel kontrakt for dominerende leverandører 49,5 øre/kWh, 16,5 øre mer enn snittet i 2007. I fjerde kvartal 2008 økte prisen på denne kontrakten fra 65,4 øre/kWh i uke 40 til 73,6 øre/kWh i uke 44, som også var det høyeste prisnivået i 2008. Mot slutten av kvartalet falt prisen og i årets siste uke var den nede på 63,9 øre/kWh.

Figur 1.8.2 Standard variabel kraftpris for dominerende leverandører og spotpriskontrakt (norske elspotområder) med påslag, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

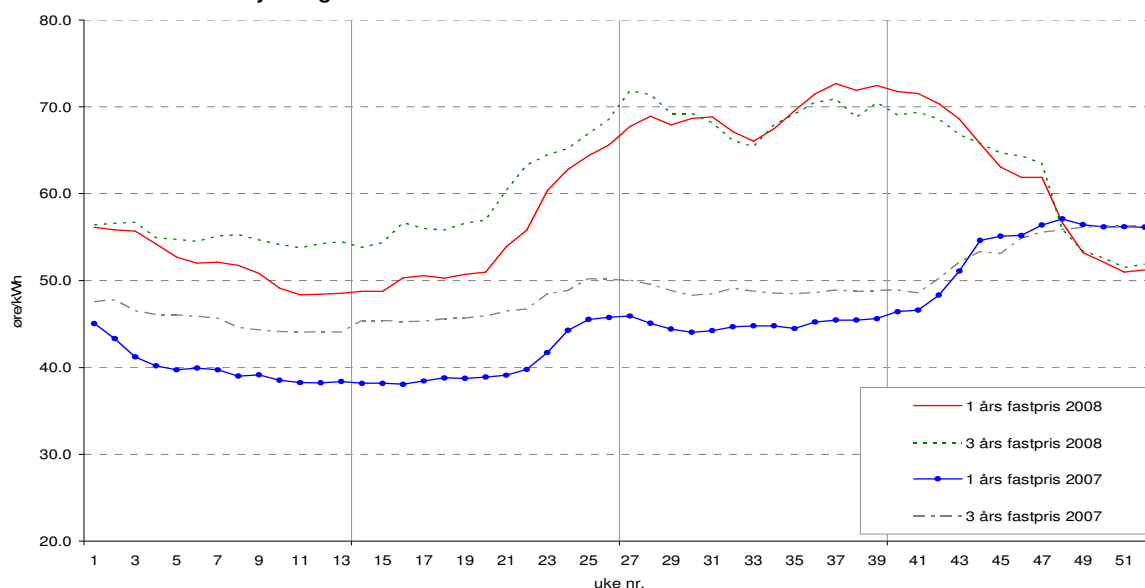


Alle de 15 landsdekkende leverandører av standard variabel kontrakt hadde lavere priser enn snittet blant dominerende leverandørenes kontraktpriis (68,7 øre/kWh), mens alle hadde priser høyere enn snittet for spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag for Sør-Norge (56,4 øre/kWh).

Figur 1.8.3 Aritmetisk snitt for de 15 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med gjennomsnittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt for Sør-Norge med påslag på 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.4 Prisutviklingen for 1- og 3-års fastpriskontrakter med et forbruk på 20 000 kWh/år, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Gjennomsnittsprisen for de landsdekkende kraftleverandørenes 1-års fastpriskontrakt var 59,4 øre/kWh i 2008. Det er en økning på 14,7 øre fra 2007. Gjennomsnittsprisen på 3-års fastpriskontrakt var 61,4 øre/kWh i 2008, en økning på 12,7 øre fra 2007. I løpet av fjerde kvartal 2008 falt prisen på både 1- og 3 års fastpriskontrakt med omtrent 25 prosent.

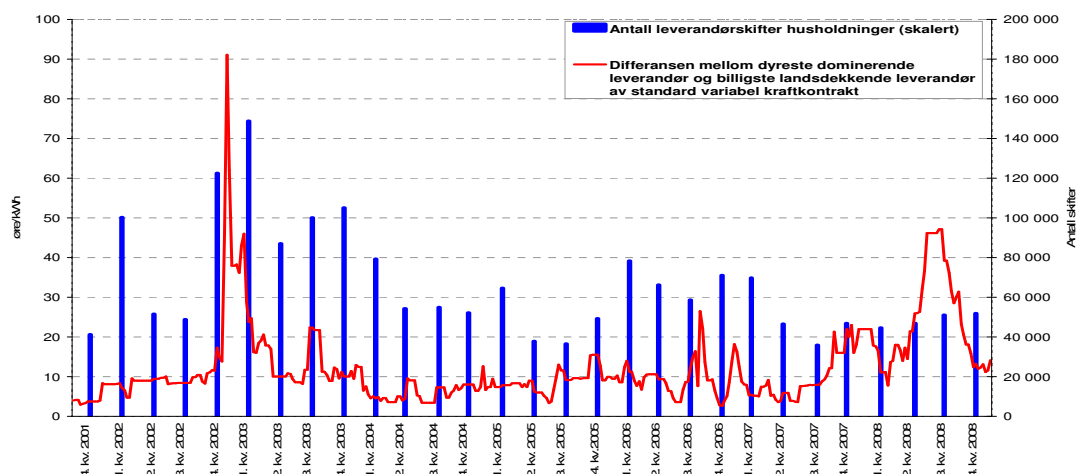
1.8.2 Leverandørskifter

I figur 1.8.5 vises antall leverandørskifter og prisdifferansen mellom den dyreste dominerende leverandøren av standard variabel kontrakt og den billigste av de landsdekkende leverandører av samme type kontrakt.

I fjerde kvartal 2008 var det 51 720 husholdninger som skiftet leverandør. Det er om lag 4 960 flere skift enn i fjerde kvartal i 2007. Samlet sett var det 190 370 leverandørskifter i 2008, noe som er en nedgang på over 8 000 fra året før.

Prisdifferansen mellom dyreste dominerende leverandør og billigste landsdekkende leverandør var i snitt lavere i fjerde kvartal 2008, sammenlignet med både tredje kvartal 2008 og fjerde kvartal 2007. Differansen har variert mellom 11,1 til 23,2 øre/kWh, og har i snitt vært 15,0 øre/kWh.

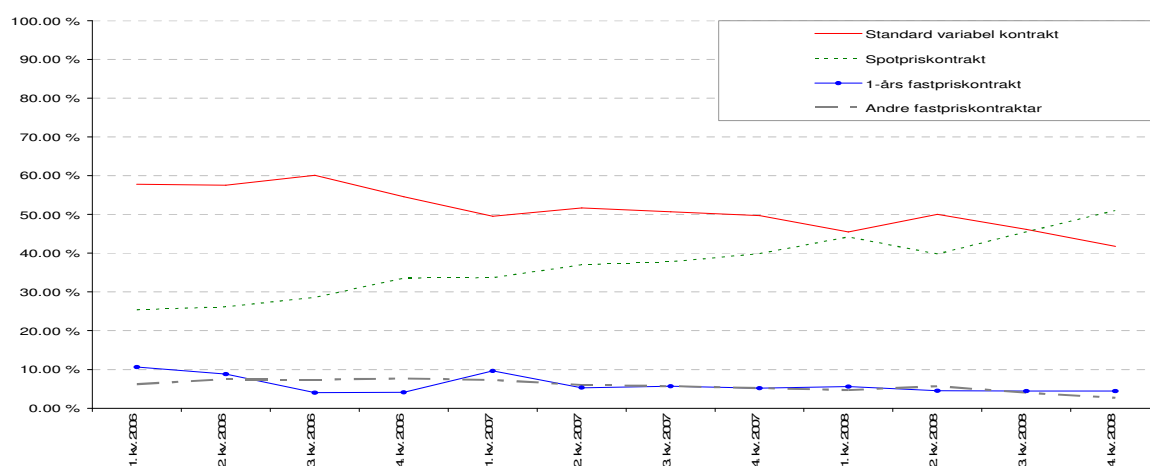
Figur 1.8.5 Prisspredning og antall leverandørskifter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1.8.3 Kontraktvalg

Oversikten over hvilke typer kontrakter husholdningene velger er hentet fra en utvalgsundersøkelse gjennomført av SSB, basert på informasjon fra 50 av selskapene som opererer innenfor sluttbrukermarkedet. Det er ingen korreksjon for manglete innrapportering, og det er derfor grunn til å være noe forsiktig med å legge for mye vekt på den kvartalsvise utviklingen i undersøkelsen. For fjerde kvartal viser undersøkelsen at om lag 51 prosent av husholdningene var knyttet til spotpriskontrakt, mens om lag 42 prosent valgte standard variabel kontrakt. I snitt for 2008 finner vi at andelen med spotpriskontrakt hadde en økning på 8 prosentpoeng fra 2007. Samtidig gikk andelen med standard variabel kontrakt ned med om lag 5 prosentpoeng. Om vi ser på utviklingen av de to kontrakttypene over lenger tid, bekrefter dette den langsiktige tendensen i retning av stadig flere husholdningskunder velger spotpriskontrakter på bekostning av standard variabel kontrakt.

Figur 1.8.6 Prosentvis fordeling av ulike typer kontrakter i husholdningsmarkedet. Kilde: SSB⁷



⁷ Hentet fra SSBs kvartalsvise prisstatistikk for kraftmarkedet.

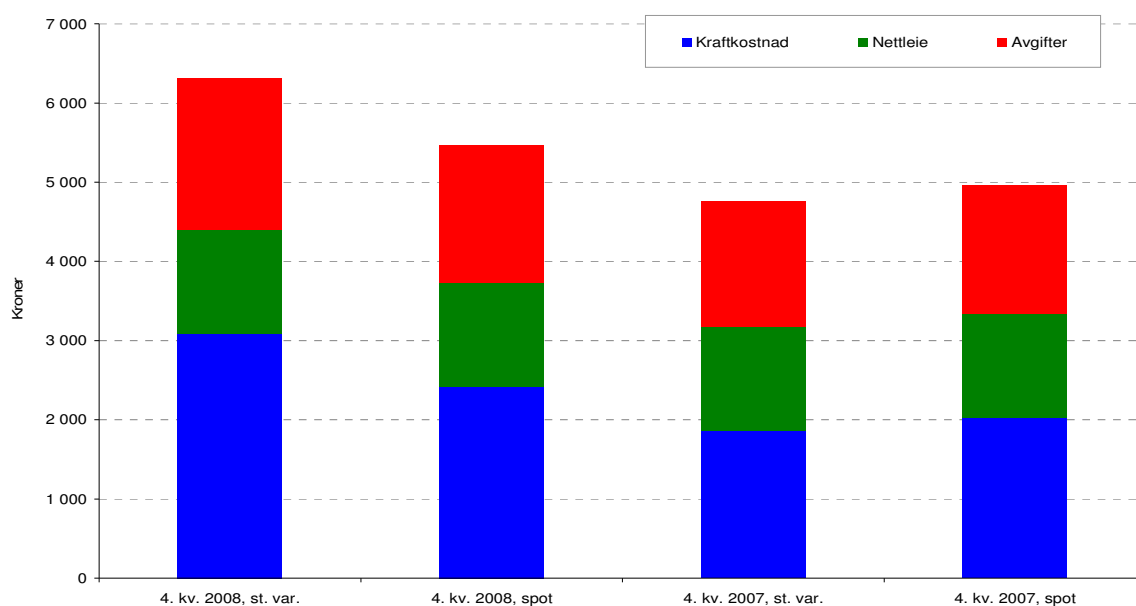
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for en forbruker er satt sammen av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en husholdningskunde med et forbruk på 20 000 kWh var 6 315 kroner ved standard variabel kontrakt og 5 475 kroner ved spotpriskontrakt i Sør-Norge i fjerde kvartal. Sammenlignet med samme kvartal i fjor var det en økning på 32,5 prosent for standard variabel kontrakt, mens for spotpriskontrakt var det en økning på 10,3 prosent.

Den totale kostnaden for en forbruker med standard variabel kontrakt var i fjerde kvartal 2008 satt sammen av følgende kostnader; 48,8 prosent kraftpris, 20,9 prosent nettleie og 30,2 prosent avgifter. Tilsvarende tall for fjerde kvartal i fjor var 39,1 i kraftpris, 27,6 prosent i nettleie og 33,2 i avgifter.

I 2008 var den samlede utgiften for elektrisitet høyere enn i 2007, både for standard variabel kontrakt og for spotpriskontrakt. En husholdningskunde med et forbruk på 20 000 kWh hadde en utgift til elektrisk kraft på til sammen 19 100 kroner i 2008. Det er 3 290 kroner mer enn den tilsvarende utgiften i 2007. For spotpriskontrakt har den totale utgiften økt med om lag 2 400 kroner, fra 14 734 kroner i 2007 til 17 128 kroner i 2008.

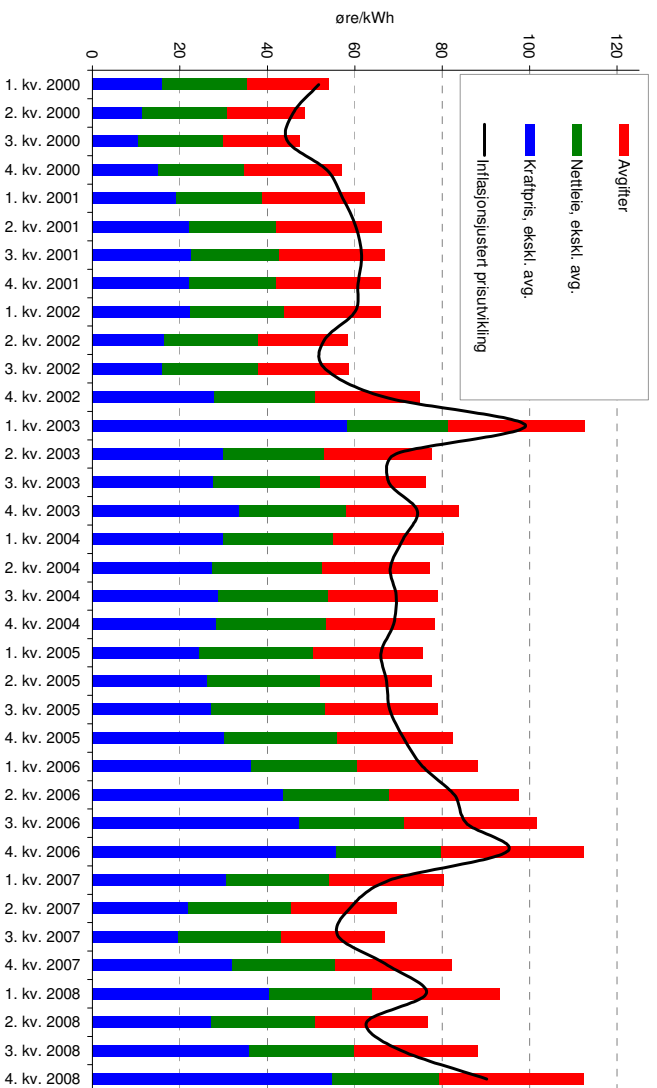
Figur 1.8.7 Totalkostnad i fjerde kvartal til kraft, nettleie, og offentlige avgifter i kroner ved et årlig forbruk på 20 000 kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.8 viser utviklingen i kraftprisen, nettleie, avgifter og konsumprisindeksen fra 2000 til og med fjerde kvartal 2008. Snittprisen på standard variabel kontrakt økte i fjerde kvartal 2008, noe som også bidro til at avgiftene økte i dette kvartalet. Konsumprisindeksen⁸ (KPI) hadde en årsvekst på 3,8 prosent i 2008, der en stor del av veksten skyldtes økte elektrisitetspriser. Nettleien har i snitt vært 23,9 øre/kWh i 2008.

⁸ For mer detaljert informasjon om KPI henvises det til SSBs sine sider: <http://www.ssb.no/emner/08/02/10/kpi/>

Figur 1.8.8 Kraftpris (standard variabel volumveid), nettleie og avgifter, gjennomsnitt for kvartalet, øre/kWh.
 Kilde: Konkurransetilsynet, SSB og NVE



1.9 Utsikter for framtidig kraftproduksjon

Foreløpige tall for ny produksjonskapasitet fra vannkraftverk og andre opprustnings- og utvidelsesprosjekt viser en økning i Norges vannkraftkapasitet med 0,7 TWh i 2008. Middeltallet for årlig produksjonskapasitet var 122,5 TWh ved årsskiftet 2008/2009. Utbyggingen av vannkraftkapasitet over 1 MW utgjør nesten 7,7 TWh siden kraftmarkedet ble liberalisert i 1991.

I 2008 ble det gitt tillatelse for utbygging av 0,7 TWh ny vannkraft. Av dette er 0,5 TWh fra små kraftverk. Ved inngangen til 2009 var det omlag 2 TWh vannkraft som har fått utbyggingstillatelse, men som ikke var realisert. Ved årsskiftet 2008/2009 er det under bygging omlag 1,2 TWh ny vannkraftproduksjon. Dersom alle gitte tillatelser blir realisert vil middeltallet for årlig produksjon av vannkraft øke til 125,7 TWh. Det er fremdeles stor interesse for å bygge små vannkraftverk. Det er innkommet eller er til behandling om lag 500 saker, dette er vel 130 flere enn ved siste årsskifte. Samlet produksjon fra disse planene utgjør en årlig middelproduksjon på om lag 5,3 TWh.

Ved årsskiftet 2008/2009 var det bygd omlag 425 MW vindkraft i Norge. I et normalår kan det dermed produseres ca. 1,1 TWh vindkraft i Norge. Økningen i 2008 var på 45 MW eller en årsproduksjon på ca 120 GWh, tilsvarende ca. 12 prosents økning i landets produksjonskapasitet for vindkraft. Fram til utgangen av 2008 er det gitt konsesjon til ytterligere 1600 MW vindkraft med en årlig produksjonsevne på omlag 4,5 TWh. Videre hadde NVE 40 konsesjonssøknader (4 400 MW) og 84 meldte (17 000 MW) prosjekter til behandling ved utgangen av 2008.

Varmekraftproduksjonen i Norge har de siste år ligget på rundt 1 TWh per år – i 2008 ca 1,2 TWh. Produksjonskapasiteten er spredt på mange små anlegg som stort sett eies av industribedrifter som selv bruker kraften. Bare to varmekraftverk kan sies å være av noen størrelse, og begge ble ferdigstilt i 2007. Det første er energianlegget på Melkøya i Hammerfest, der en samlet installasjon på 215 MW kan produsere opp til 1,7 TWh/år til gassbehandlingsanlegget der. Gasskraftverket på Kårstø har en ytelse på 430 MW og et produksjonspotensial på ca. 3,4 TWh/år. På Kårstø planlegges det å installere anlegg for CO₂-håndtering, noe som eventuelt vil redusere nettoytelsen med ca. 20 prosent. For øvrig er det gitt konsesjon for tre gasskraftverk med samlet ytelse på inntil 2000 MW og produksjon inntil 15,5 TWh/år. Av disse konsesjonsgitte prosjektene er det bare gjort investeringsbeslutning for et anlegg; anlegget på Mongstad. Dette anlegget vil foruten å produsere elektrisitet (280 MW) også levere 350 MW varmenergi til oljeraffineriet på Mongstad. Kraftverket er under bygging, og vil fra 2014 også være utstyrt med anlegg for CO₂-håndtering.

Statnett har etablert to mobile gassturbinverk, hver bestående av fem aggregater på til sammen 150 MW. Dette er reservekraftverk, som det bare vil bli gitt tillatelse til å starte opp når en svært alvorlig kraftmangel truer. I normalsituasjoner vil de derfor ikke gi noe bidrag til kraftproduksjonen.

NVE har ellers inne tre søknader om gasskraftverk. Det gjelder gasskraftverk i Grenland på inntil 1000 MW og i BKK-området (Mongstad) på 450 MW, samt et mindre industrigassbasert dampkraftverk på 14 MW i Sauda. I tillegg er det forhåndsmeldt tre varmekraftverk med samlet ytelse inntil 2300 MW. To av disse gjelder kullkraftverk, med ytelse på henholdsvis 380 MW og 400-800 MW.

2 Vedlegg

Tabell 2.1 Produksjon, forbruk og utveksling av elektrisk energi, GWh. Kilde: NVE

	Jan - Des			Tolvmånedersperioder			Desember		
	2007	2008	Endring i %	Jan2007 t.o.m. Des2007	Jan2008 t.o.m. Des2008	Endring i %	2007	2008	Endring i %
Total produksjon	137709	142363	3,4	137709	142363	3,4	12914	14182	9,8
+ Import	5286	3430	-35,1	5286	3430	-35,1	813	355	-56,3
- Eksport	15321	17166	12,0	15321	17166	12,0	624	1507	141,5
= Brutto totalforbruk	127674	128627	0,7	127674	128627	0,7	13103	13030	-0,6
- Elektrokjelforbruk	4311	4244	-1,6	4311	4244	-1,6	473	430	-9,1
- Pumpeforbruk	1596	1352	-15,3	1596	1352	-15,3	13	9	-30,8
- Totale nettap	10434	10584	1,4	10434	10584	1,4	1047	1102	5,3
= Nettoforbruk	111333	112447	1,0	111333	112447	1,0	11570	11489	-0,7
Kraftintensiv industri	31221	32208	3,2	31221	32208	3,2	2689	2621	-2,5
Alminnelig forsyning	80112	80239	0,2	80112	80239	0,2	8881	8868	-0,1
Bruttoforbruk	120281	121438	1,0	120281	121438	1,0	12539	12455	-0,7
Kraftintensiv industri	32158	33174	3,2	32158	33174	3,2	2770	2700	-2,5
Alminnelig forsyning	88123	88263	0,2	88123	88263	0,2	9770	9755	-0,1
Bruttoforbruk alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	91324	92128	0,9	91324	92128	0,9	10092	10030	-0,6

Tabell 2.2 Produksjons- og magasinkapasitet, tilsig, snømagasin og maksimal og minimum fyllingsgrad 1975 – 2008. Kilde: NVE og Nord Pool

År	Kapasitet		Magasin og tilsig			
	Midlere årsproduksjon for norsk vannkraft (tilsigsserie 1970-99), TWh	Maks. magasinkapasitet, TWh	Nyttbart tilsig til det norske kraftproduksjonssystemet, TWh	Maks. snømagasin i prosent av median kulminasjon (1971-2000)	Maks. magasin i prosent av maksimal magasinkapasitet	Min. magasin i prosent av maksimal magasinkapasitet
1975	87	50,3	131,3	103		
1976	88,5	52,8	111,3	125		
1977	89,5	54,1	103,1	85		
1978	91,3	55,4	112,1	84		
1979	93,3	57,7	121,6	97		
1980	95,9	59,1	98,6	81		
1981	100,9	62,2	124,7	130		
1982	103,2	63,7	116,7	101	91,1	24,4
1983	105,4	65,2	146,3	131	98,2	34,2
1984	105,9	65,5	125,1	117	93,9	31,7
1985	108,1	73,7	111,9	85	86,6	21,2
1986	108,9	73,9	115,3	86	81,9	23,1
1987	111,3	77,2	109,2	98	88,9	30,8
1988	111,8	77,4	118,2	98	93,2	31,5
1989	114	79,4	148,5	133	97,6	51,7
1990	114,3	79,6	150,1	129	97,3	52,4
1991	114,3	79,5	111,0	78	82,6	35,5
1992	115,6	80,3	133,2	118	96,5	36,7
1993	115,8	80,4	122,6	138	93,5	37,9
1994	116,3	80,6	123,5	109	79,6	17,3
1995	116,8	80,9	136,6	131	96,5	23,3
1996	117,2	83,2	92,7	53	70,1	25
1997	117,4	84,4	125,4	129	90,4	23,5
1998	117,5	84,1	119,1	90	93,3	42,5
1999	117,9	84,1	127,2	107	90,9	42,2
2000	118	84,1	141,0	134	94,6	38,5
2001	118,2	84,1	114,3	76	88,7	32,1
2002	118,3	84,1	111,0	110	87,7	37,2
2003	118,4	84,3	111,8	79	73,2	18,1
2004	119	84,3	120,0	85	80,6	24,8
2005	119,7	84,3	140,9	117	92,0	31,6
2006	120,9	84,3	110,1	78	73,8	29,1
2007	121,8	84,3	141,8	115	94,0	35,8
2008 ⁹	122,5	84,3	131,4	120	86,8	36,0

⁹ Tall per 1. desember 2008.

Tabell 2.3 Elektrisitetsproduksjon, handel og forbruk 1975 – 2008. Alle tall i TWh. Kilde: SSB og NVE. Tabellen fortsetter på neste side.

	Kraftproduksjon				Utenlandshandel		
	Vannkraft	Varmekraft	Vindkraft	Totalt	Import	Eksport	Nettoimport
1975	77,4	0,1		77,5	0,1	5,7	-5,6
1976	82	0,1		82,1	0,2	6,9	-6,6
1977	72,2	0,2		72,4	2,7	1,6	1,1
1978	80,9	0,1		81	0,8	4,3	-3,4
1979	89	0,1		89,1	0,8	5,5	-4,7
1980	84	0,1		84,1	2	2,5	-0,5
1981	93,3	0,1		93,4	1,9	7,2	-5,2
1982	92,9	0,3		93,2	0,6	6,7	-6,1
1983	106	0,3		106,4	0,4	13,8	-13,4
1984	106,3	0,3		106,7	0,9	9,1	-8,3
1985	102,9	0,3		103,3	4,1	4,6	-0,5
1986	96,8	0,5		97,3	4,2	2,2	2
1987	103,8	0,5		104,3	3	3,3	-0,3
1988	109,5	0,5		110	1,7	7,4	-5,6
1989	118,7	0,5		119,2	0,3	15,2	-14,9
1990	121,4	0,5		121,8	0,3	16,2	-15,9
1991	110,6	0,4		111	3,3	6	-2,8
1992	117,1	0,4		117,5	1,4	10,1	-8,7
1993	119,6	0,5		120,1	0,6	8,5	-7,9
1994	112,7	0,5		113,2	4,8	5	-0,1
1995	122,5	0,5		123	2,3	9	-6,7
1996	104,1	0,6		104,7	13,2	4,2	9
1997	110,9	0,5		111,4	8,7	4,9	3,8
1998	116,3	0,5		116,8	8	4,4	3,6
1999	121,9	0,5		122,4	6,9	8,8	-1,9
2000	142,3	0,5		142,8	1,5	20,5	-19,1
2001	121	0,6		121,6	10,8	7,2	3,6
2002	129,8	0,6	0,1	130,5	5,3	15	-9,7
2003	106,1	0,9	0,2	107,2	13,5	5,6	7,9
2004	109,3	0,9	0,3	110,5	15,3	3,8	11,5
2005	136,5	0,9	0,5	137,8	3,7	15,7	-12
2006	119,7	1	0,6	121,4	9,8	8,9	0,9
2007 ¹⁰	135,3	1,5	0,9	137,7	5,3	15,3	-10
2008 ¹⁰	140,3	1,2	0,9	142,4	3,4	17,2	-13,7

¹⁰ Foreløpige tall

	Nettoforbruk, dvs. ekskl. tap i nettet								
	Brutto forbruk	Elektro- kjeler ¹¹	Tap etc. ¹²	Kraft- int. ind.	Alm. fors	Hush. og jordbr.	Bergv. og ind.	Tj.yt.og transp.	Alm.fors. temp.korr.
1975	71,9	3,2	7,2	26,2	35,2	18,1	11,1	6	36,2
1976	75,5	2,5	8,1	26,5	38,3	19,8	10,7	7,9	
1977	73,5	0,6	7,7	24,7	40,6	21,3	10,5	8,7	
1978	77,6	1,2	8,3	26,1	42	21,9	10,8	9,3	40,8
1979	84,5	1,5	8,9	28,8	45,2	23,5	11,5	10,2	43,7
1980	83,6	1,2	8,5	27,9	46	23,6	11,8	10,6	45,1
1981	88,2	2,6	10,1	27	48,5	25,1	11,9	11,5	47,3
1982	87,1	2,4	9	25,8	49,9	26,4	11,6	11,9	50,1
1983	93	4,1	9,8	28,7	50,3	27	11,3	12,1	51,2
1984	98,4	4,8	9,2	31,2	53,2	27,9	11,9	13,4	54,1
1985	102,7	4,8	10,8	30	57,1	30	12,5	14,6	55
1986	99,3	2,7	8,8	28,4	59,4	31,2	12,7	15,5	58,5
1987	103,9	4,1	10,2	28,9	60,8	31,6	12,9	16,3	59
1988	104,4	4,5	9,6	29,6	60,7	30,9	13,2	16,7	61
1989	104,3	5,6	9,2	29,6	60	30,4	13	16,6	62,2
1990	105,9	6,7	8,2	29,6	61,5	30,9	13,9	16,7	64,6
1991	108,2	7,4	8,3	28,4	64,2	32,9	13,8	17,5	65,2
1992	108,8	7,8	8,3	27,5	65,2	33,2	13,7	18,3	66,6
1993	112,2	8	10,2	27,4	66,5	34,1	14,4	18,1	66,8
1994	113,1	5,4	10,2	28,2	69,4	35,5	14,8	19,1	69,8
1995	116,3	7,5	11,4	28,4	69,1	35,6	14,1	19,4	69,6
1996	113,7	4,1	9,5	28,2	71,8	36,9	14,9	20,1	70,6
1997	115,2	6,2	10,3	28,7	70	35,4	14,6	20	71,6
1998	120,4	7,5	10	30,2	72,8	36,3	15,6	20,9	73,5
1999	120,5	7	10	31,1	72,4	36,5	14,7	21,2	74,7
2000	123,8	10,5	11,4	30,5	71,3	35,7	14,2	21,5	75,4
2001	125,2	7,8	11,4	32,1	73,9	37,3	14	22,6	74,5
2002	120,8	6,8	10,6	29,6	73,7	36,1	13,5	24,2	76,2
2003	115,1	3,2	9,3	31,7	71	33,4	15,1	22,5	73,4
2004	122	4,9	10,6	34,6	71,8	33,8	16,4	21,6	74,9
2005	125,8	5,6	11,7	35	73,5	35,4	15,5	22,6	76,7
2006	122,3	4,8	11,2	33,2	73,1	35,1	15	23	76,6

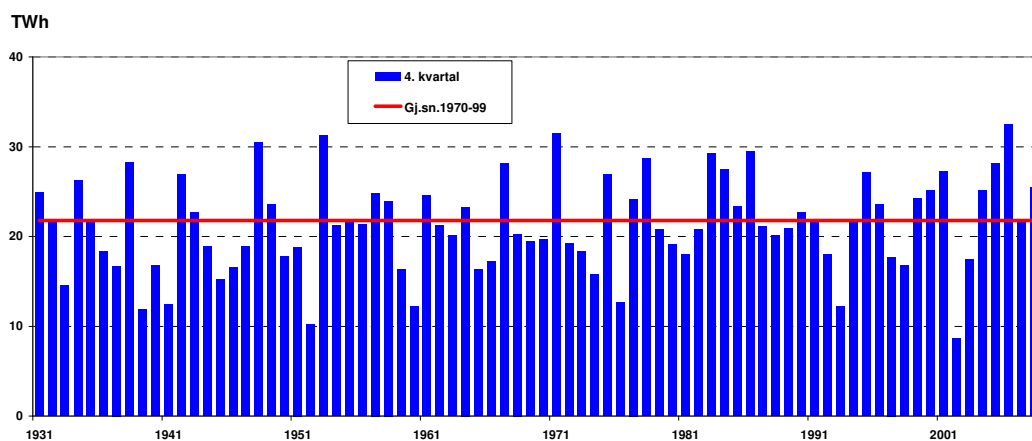
¹¹ Upprioritert kraft fra 1993

¹² Tap etc. er nettap og pumpeforbruk

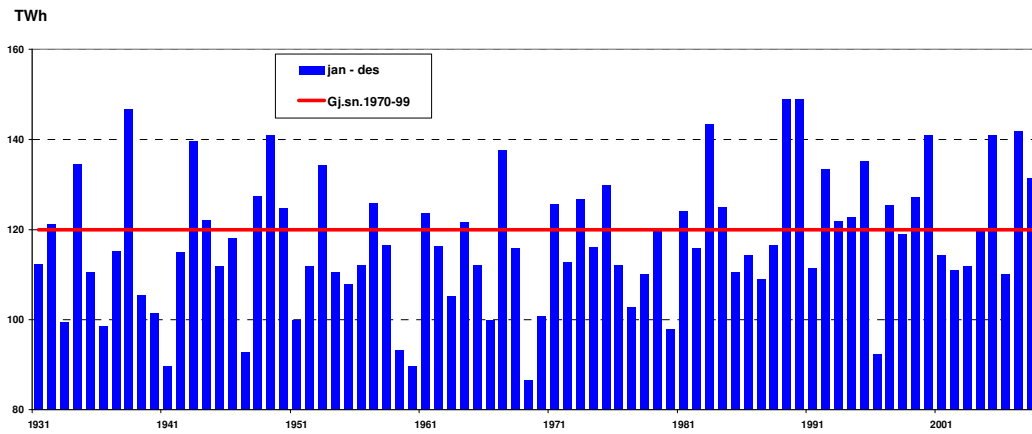
Tabell 2.4 Forbruk av andre viktige energibærere, 1990 – 2008. Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt og SSB.

År	Petroleumprodukter (mill. liter)		Ved husholdninger (PJ)	Fjernvarme levert forbruker (TJ)				
	Fyrings- parafin	Lett fyringsolje		Totalt	Hush.	Ind. og bergv.	Tj. yting	Jordbr. og fiske
1990	213	914	20	3010	976	677	1336	22
1991	193	792	18	3521	994	778	1678	76
1992	192	720	18	3708	914	792	1944	58
1993	193	715	21	3884	965	911	2005	0
1994	206	764	22	4072	864	1055	2146	7
1995	201	736	21	4270	976	1123	2153	18
1996	235	956	23	4673	1080	1166	2390	32
1997	215	761	24	4615	922	922	2711	65
1998	198	720	23	4957	968	850	3100	40
1999	193	760	23	5429	1073	839	3496	22
2000	150	563	24	5245	760	810	3643	36
2001	166	628	25	6534	1080	760	4666	29
2002	161	696	28	6955	1094	983	4846	32
2003	185	912	28	7510	1246	1033	5202	29
2004	157	699	26	8028	1372	1030	5616	14
2005	130	525	28	8460	1422	1076	5954	4
2006	130	571	27	8980	1602	1075	6296	7
2007	103	488		9927	1842	1155	6921	10
2008	77	440						

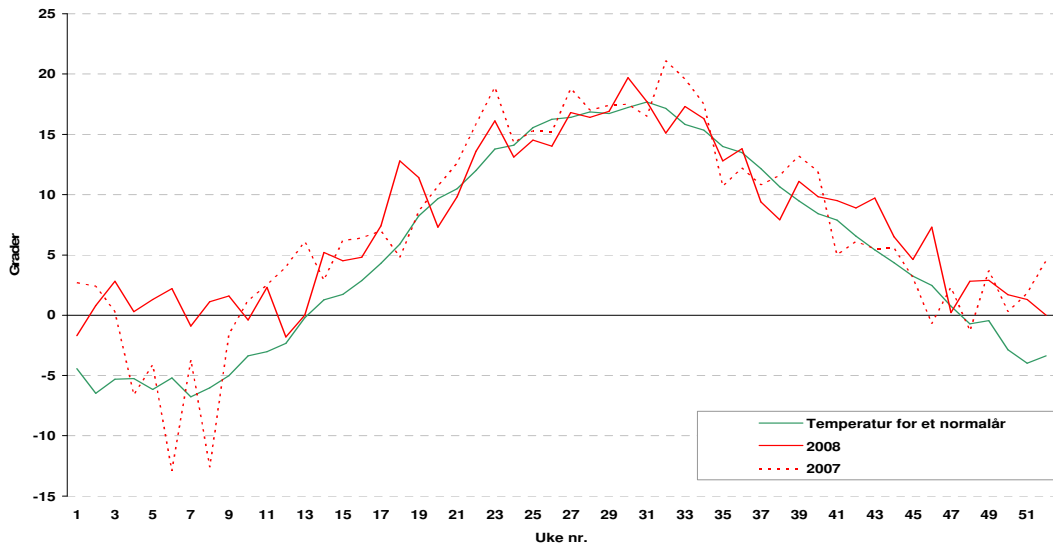
Figur 2.1 Nyttbart tilsig for fjerde kvartal 1931 - 2008. Kilde: NVE og Nord Pool Spot



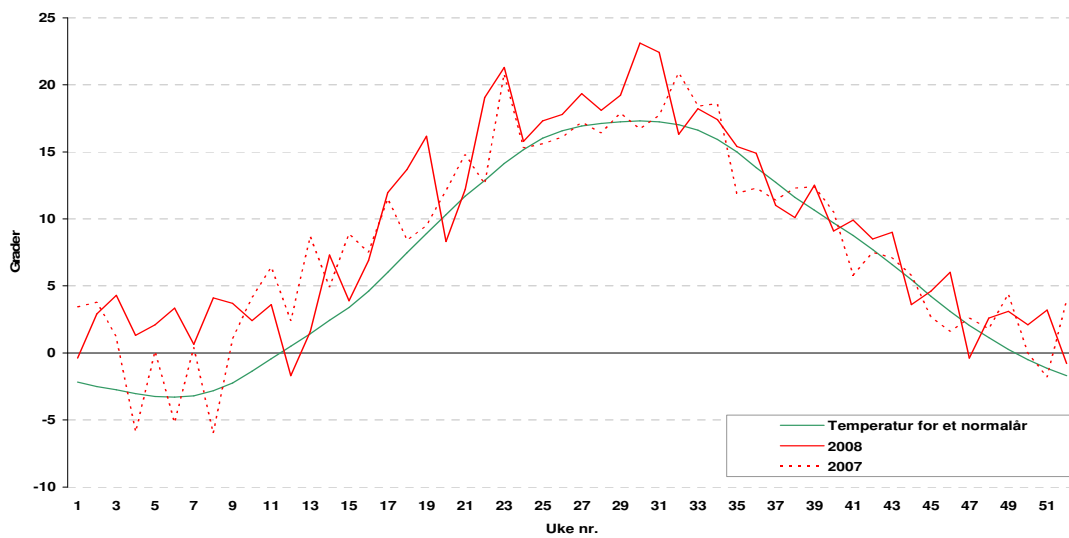
Figur 2.2 Årlig nyttbart tilsig, 1931 til 2008. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool Spot



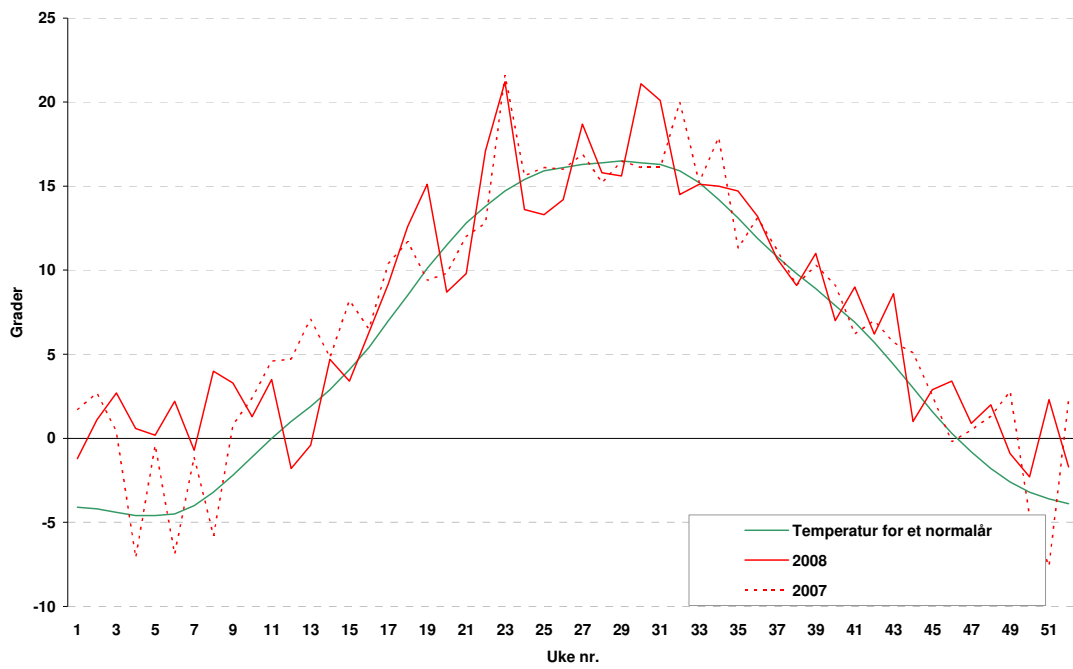
Figur 2.3 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



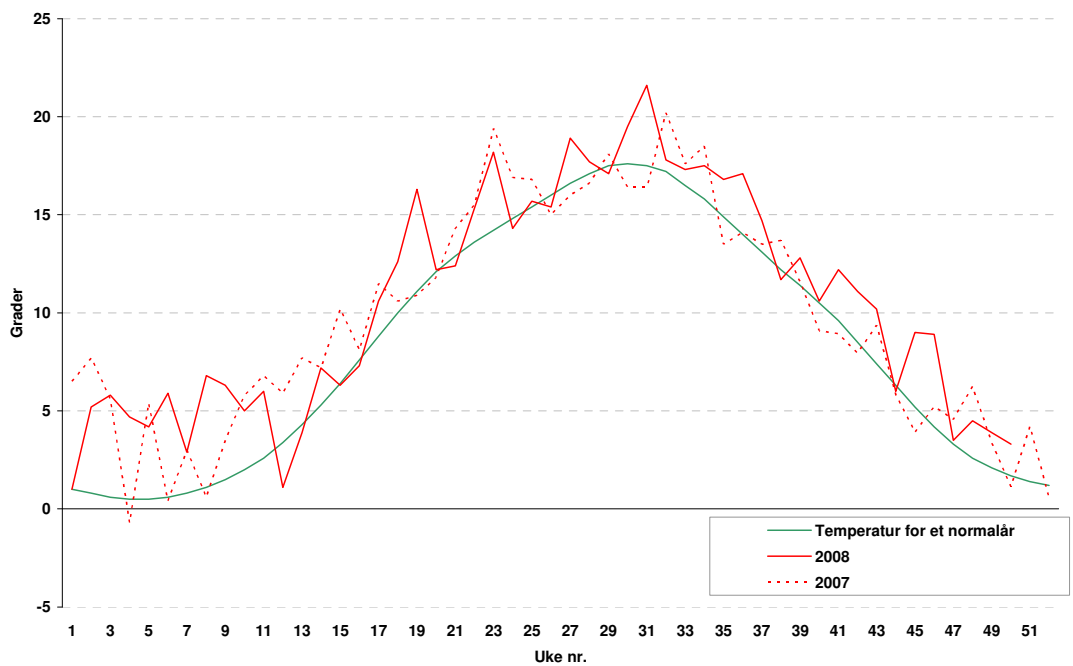
Figur 2.4 Temperaturutvikling - Stockholm, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



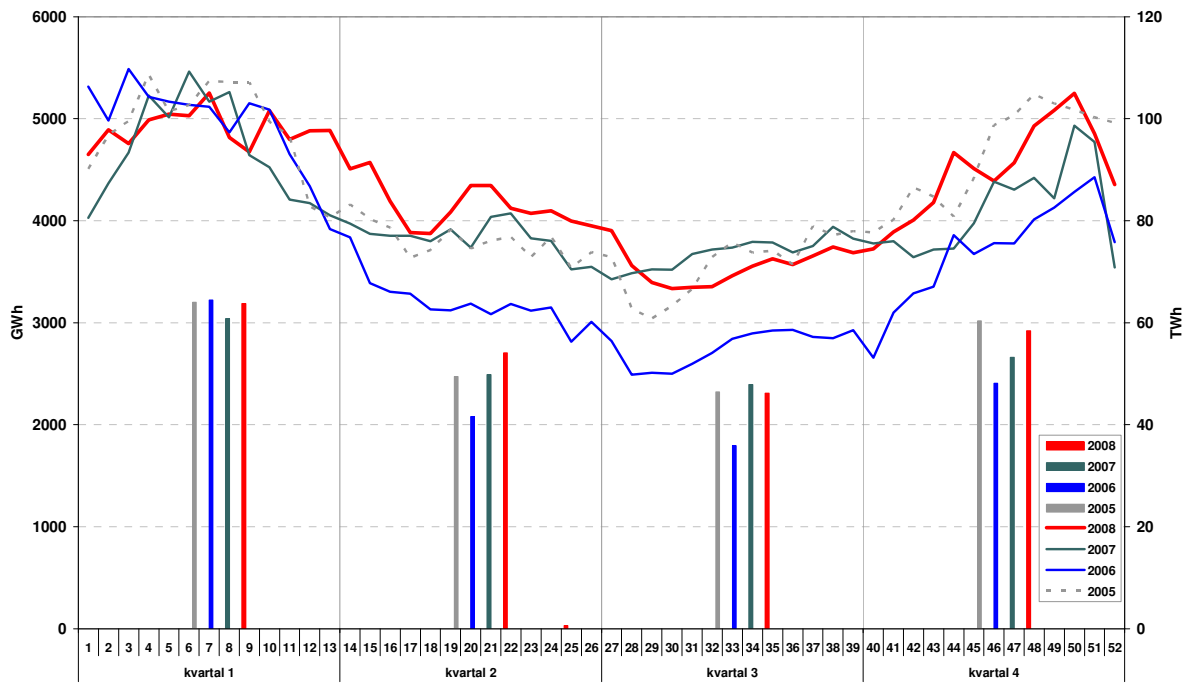
Figur 2.5 Temperaturutvikling - Oslo, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



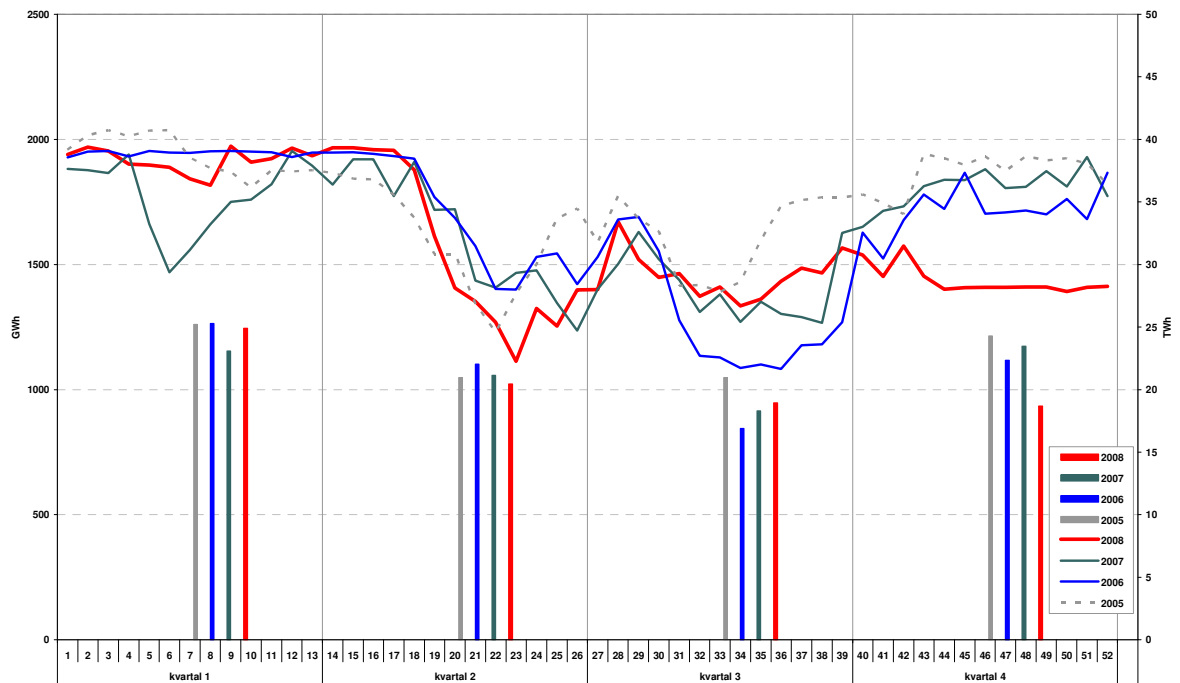
Figur 2.6 Temperaturutvikling - København, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



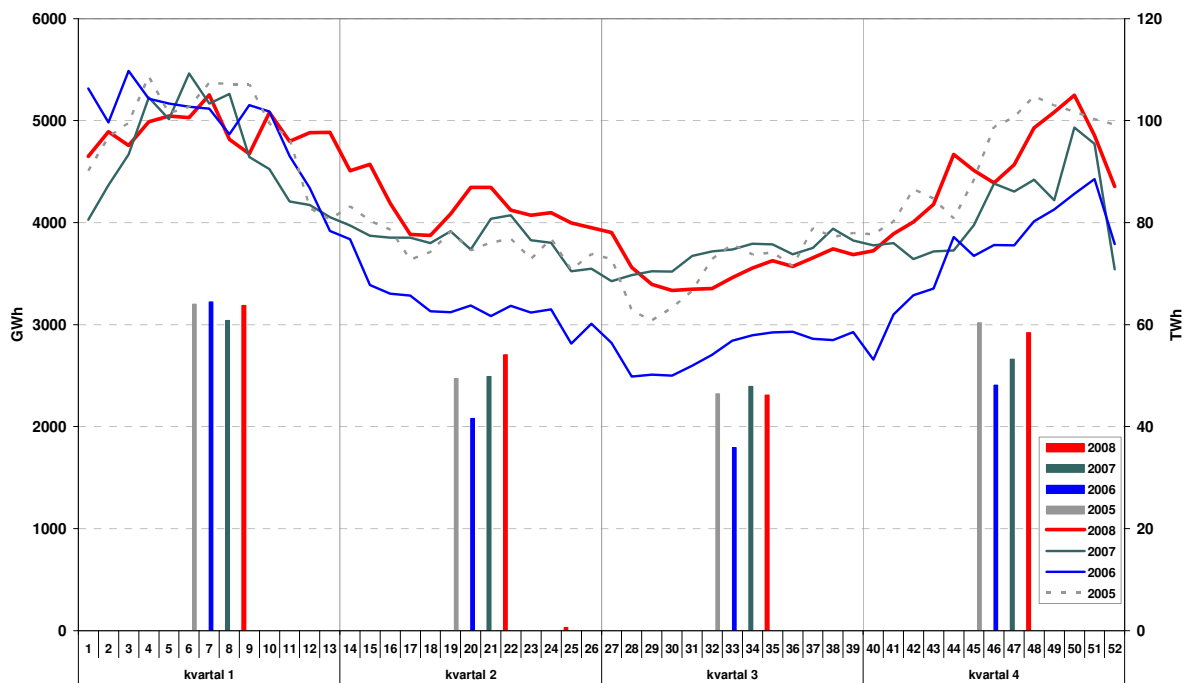
Figur 2.7 Nordisk vannkraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



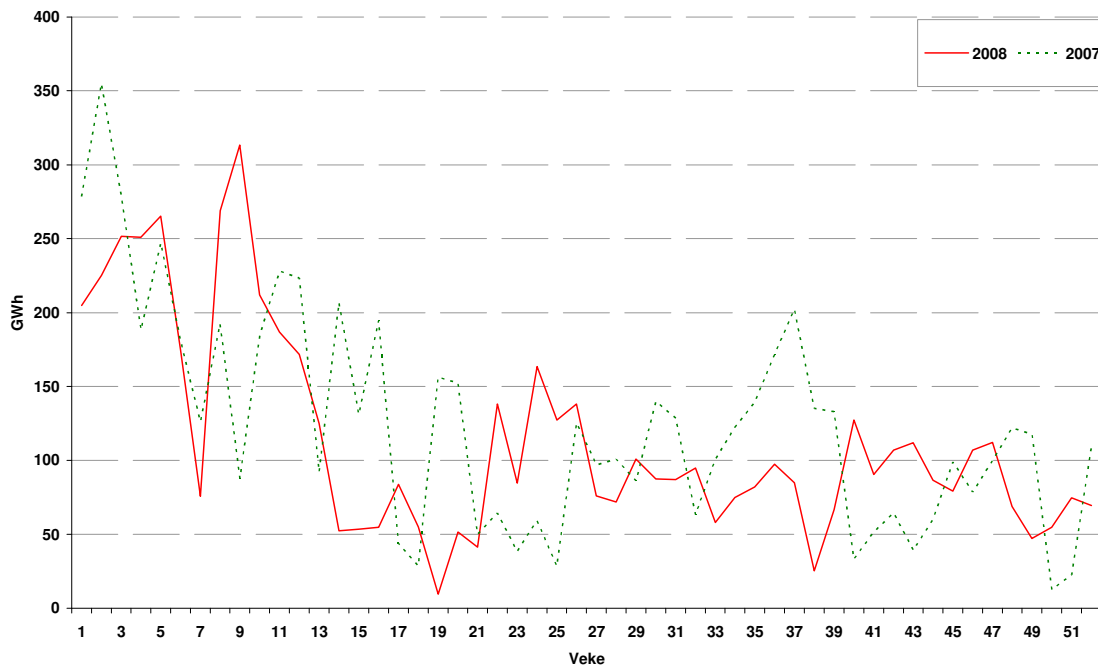
Figur 2.8 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



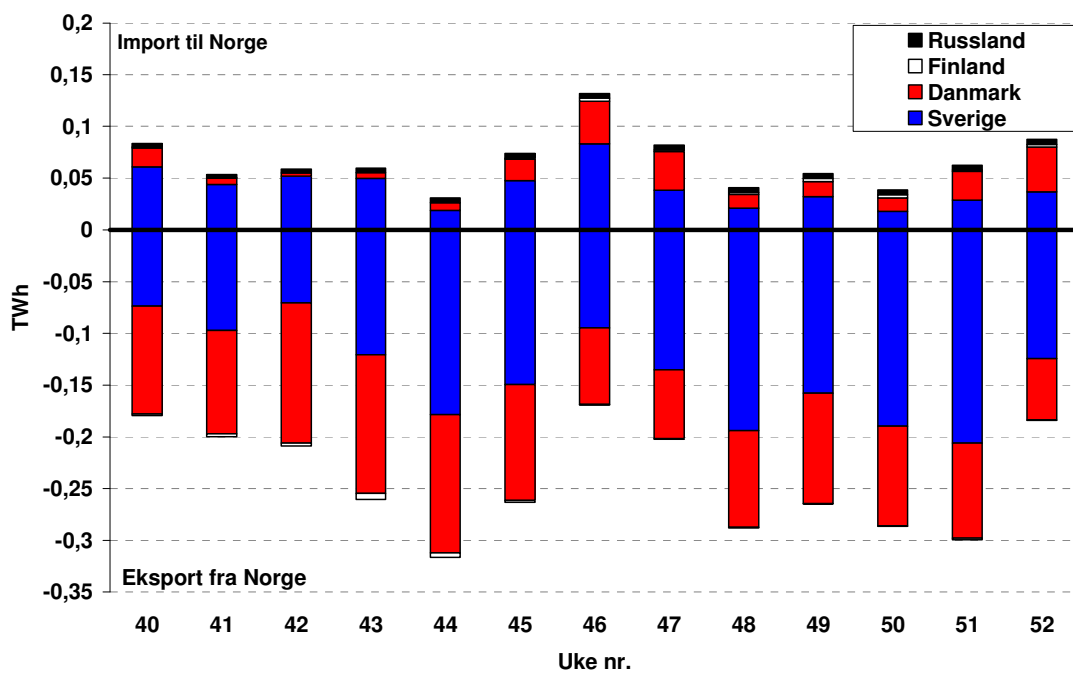
Figur 2.9 Øvrig nordisk kraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



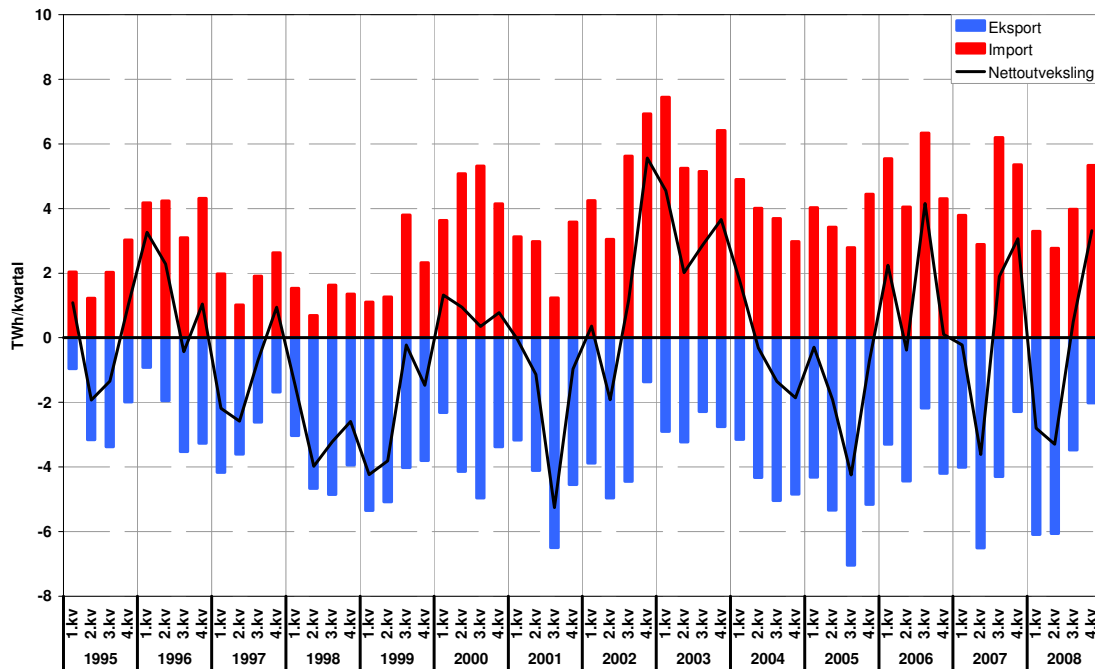
Figur 2.10 Dansk vindkraftproduksjon, 2007- 2008 GWh/uke. Kilde: Energinet.dk



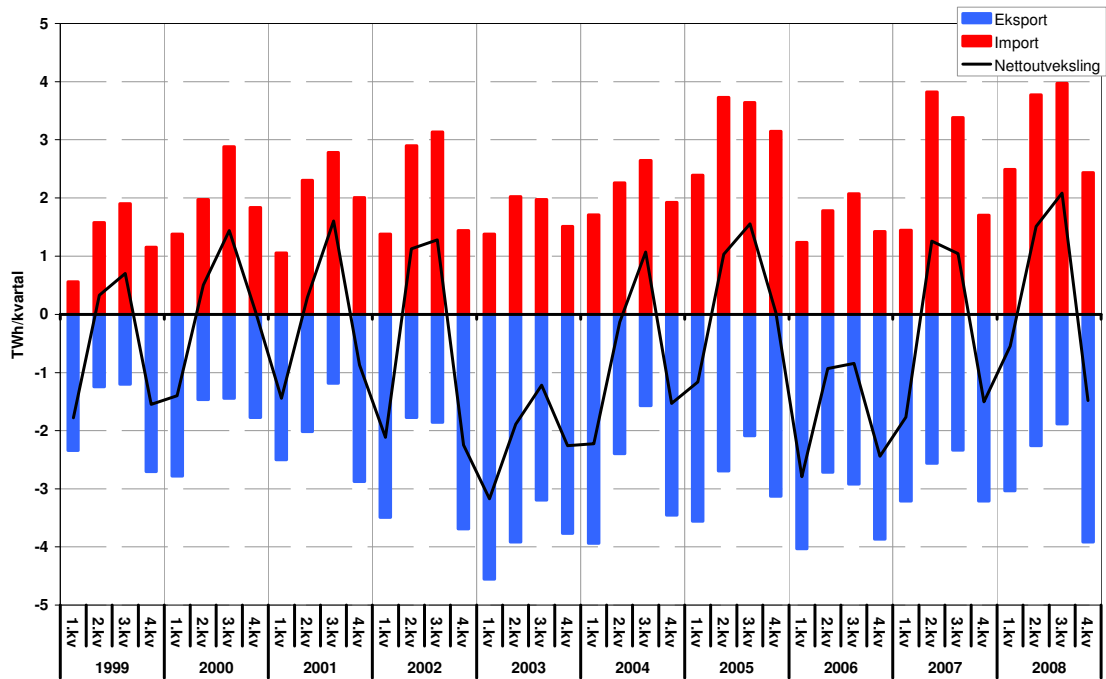
Figur 2.11 Norsk utveksling av kraft i fjerde kvartal. TWh. Kilde: Nord Pool



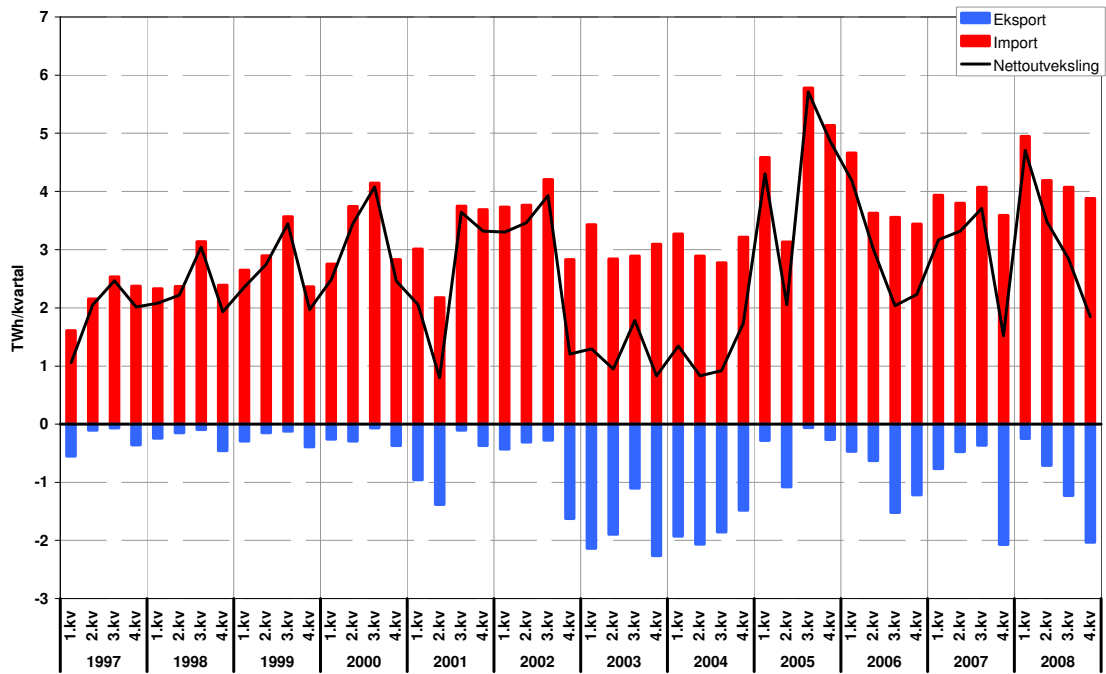
Figur 2.12 Svensk kraftutveksling, 1995 - 2008. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.13 Dansk kraftutveksling, 1999 – 2008, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.14 Finsk kraftutveksling, 1997 – 2008, TWh. Kilde: Nord Pool



3 Temaartikkel

3.1 Formålsfordeling av energibruken i norsk industri

Av fungerende seksjonssjef Ellen Skaansar

For å kunne analysere og forklare utviklingen i energibruken over tid er det nødvendig med informasjon om hvilke formål energien brukes til. Det finnes i dag lite statistikk om formålsfordelingen til norsk energibruk. Bedre kunnskap om hvordan energi benyttes vil bedre datagrunnlaget for og kvaliteten av energisystemanalyser.

3.1.1 Innledning

Klimaforliket i Stortinget gir konsensus om en miljøvennlig energiomlegging av det norske energisystemet. Viktige elementer i forliket er økt satsing på energieffektivisering og fjernvarme. Dette øker behovet for et sterkere fokus på samlet energibruk. Norge har tradisjonelt hatt god tilgang på elektrisitet. Dette har lagt til rette for at vi i Norge har en relativ stor kraftintensiv industri og at vi dekker en stor andel av oppvarmingsbehovet med elektrisitet. De senere årene er det norske kraftmarkedet i stadig sterkere grad blitt knyttet til det europeiske markedet. Det betyr at vi har økte eksportmuligheter av kraft i år med mye vann og ditto importmuligheter i år med lite vann i norske magasiner. Denne koblingen til europeiske markeder har bidratt til å tydeliggjøre alternativ anvendelse av norsk kraftproduksjon. Dette er bakgrunnen for at NVE nå bygger opp modeller og kompetanse på energisystemet og energisystemanalyser.

Institutt for Energiteknikk (IFE) har i 2008 utarbeidet en formålsfordeling for industriens energiforbruk. I denne artikkelen presenteres hovedresultatene fra IFEs arbeid. Først presenteres formålsfordelingen som er benyttet. Deretter presenteres tall for energibruken i norsk industri per næring fordelt på formål. I forlengelsen av dette gis også tall for bruk av elektrisitet per næring og formål. I oppsummeringen gis det eksempler på hvordan informasjon om formålsfordeling av energibruk kan brukes.

3.1.2 Formålsfordeling

En formålsfordeling av industriens energiforbruk viser hvilke energivarer som brukes til hvilket formål. I arbeidet med formålsfordelingen har IFE tatt utgangspunkt i Statistisk sentralbyrå sin Energivarebalanse og benyttet Standard for næringsinndeling (NACE 2002). Det er gjort følgende vurderinger når energibruken er fordelt på formål:

”Elektrisitetsforbruket er fordelt på prosess, generelt og kjølfrys. Prosessrelatert forbruk av elektrisitet er for eksempel smelteovner, kverner, pumper, vifter etc. Elektrisitet generelt er til belysning og ventilasjon, dvs. forbruk av elektrisitet som ikke er direkte prosessrelatert. Kjøling og frysing ved hjelp av kjølemaskiner er inkludert i formål ”El til kjølfrys”, mens kjøling med vann eller luft ikke er inkludert i formålsfordelingene. I tillegg er det forsøkt og skille ut elektrisitet til oppvarming, som inngår i formål ”Kjeler og direkte el til oppvarming”.

Øvrig energibruk er fordelt på det som brukes som råstoff, dvs. energibærere som blir brukt til annet enn energiformål, energibærere som brukes direkte i prosesser og energi som brukes i kjeler etc.”

Følgende formål er benyttet:

- 1) Råstoff
- 2) Prosessforbruk, dvs. energi som benyttes direkte til å utføre produksjonsprosessen
- 3) Elektrisitetsspesifikt forbruk, for eksempel belysning som vanskelig kan gjøres uten bruk av elektrisitet
- 4) Kjeleforbruk m.m., omfatter energibruk til kjeler. En kjel kan varmes opp med ulike energibærere.
- 5) Forbruk som går til drift av kjøle- og/eller fryseaggregater

At bruken av råstoff skilles ut i til eget formål skyldes at man i internasjonal statistikk har retningslinjer for å skille ut bruk av energi som ikke benyttes til energiformål. Det betyr at råstoffet, som i hovedsak er kull og koks, ikke benyttes til å produsere energi, men som en innsatsvare i produksjonsprosessen.

3.1.3 Energiforbruk i norsk industri

Norsk industri i fastlands-Norge brukte vel 100 TWh energi i 2005; innkjøpt og egentilvirket. Tabellen nedenfor viser energibruken fordelt på næring. Av den samlede energibruken på 100 TWh brukte næringen for kjemiske råvarer 33 prosent mens aluminiumsproduksjon sto for vel 25 prosent. Andre næringer med stort energiforbruk er annen metallindustri og treforedling.

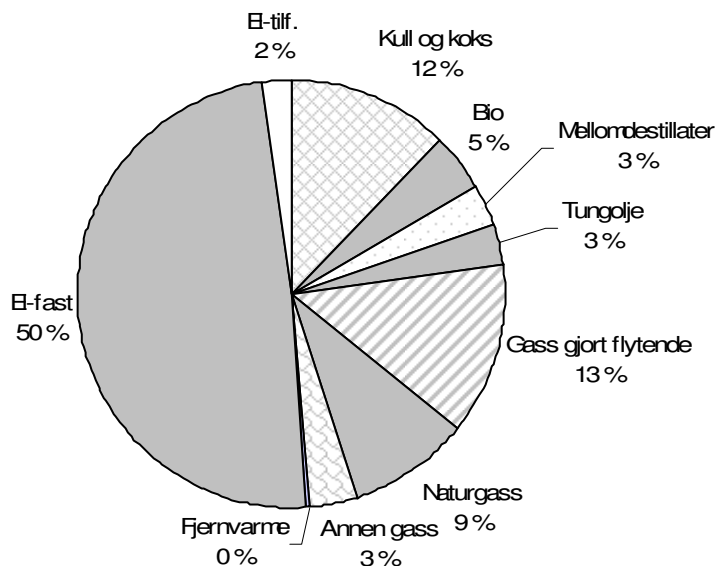
Tabell 3.1: Industriens samlede energibruk GWh, og de ulike næringenes andel av industriens samlede energiforbruk, %. Kilde: Energivarebalansen 2005

Næring	Totalt	Andel
Bergverk	1 316	1 %
Nærings- og nytelsesmidler	4 223	4 %
Tekstil- og bekledningsindustri	237	0 %
Trelast og trevareindustri	1 714	2 %
Treforedling	11 303	11 %
Grafisk industri	416	0 %
Kjemiske råvarer	33 348	33 %
Kjemisk industri ellers, plast og mineralind.	7 363	7 %
Aluminium	24 665	25 %
Annen metallindustri	12 414	12 %
Metallvarer	695	1 %
Verkstedindustri	1 049	1 %
Transport og oljeplattformer	912	1 %
Annen industri	569	1 %
Totalt industri	100 224	100 %

3.1.4 Energibruk fordelt på energivare

Forbruk av elektrisk kraft var 51 TWh, mens naturgass, gass gjort flytende (LNG) og annen gass utgjorde 26 TWh. Kull og koks benyttes som råstoff i industrien og var 12 TWh, mens summen av lett og tung fyringsolje var 6 TWh.

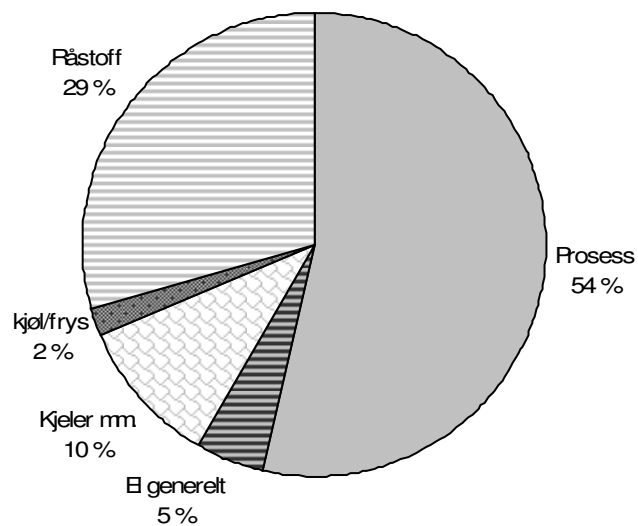
Figur 3.1: Industrien samlede energibruk i 2005 fordelt på energibærere



3.1.5 Energibruk fordelt på formål

Figuren nedenfor viser at det prosessrelaterte energiforbruket, dvs. drift av maskiner og utstyr for produksjon av industrivarer, sto for 54 % av den samlede energibruken. Råstoff, i hovedsak kull og koks, sto for 29 prosent, mens kjølførbuket sto for 10 prosent av energibruken.

Figur 3.2: Formålsfordeling av industrien samlede energibruk i 2005, %



3.1.6 Elektrisitetsforbruk fordelt på formål

Det samlede elektrisitetsforbruket på 51 TWh fordeler seg på formål i henhold til tabellen nedenfor. Det viser at 85 prosent av forbruket er knyttet til produksjonsprosessen. Det betyr at elektrisitetsforbruket er sterkere knyttet til prosessen enn det samlede energiforbruket. Kjelforbruket var på 4,8 prosent, det vil si vel 2,1 TWh. Det elspesifikke forbruket, som belysning, drift av computere osv., var nesten dobbelt så stort som kjelforbruket i 2005.

Kjemiske råvarer, aluminium og deler av annen metallindustri har sammen med treforedling det høyeste prosessforbruket. Det høyeste elspesifikke forbruket finner vi i næringen for produksjon av transport og oljeplattformer, samt i annen industri.

Tabell 3.2: Elektrisitetsforbruk per næring fordelt på formål

Næring	Prosess	El generelt	Kjeler mm.	Kjølfrys	Råstoff	Sum
Bergverk	100,0 %					100,0 %
Nærings- og nytelsesmidler	33,9 %	23,1 %	25,2 %	17,7 %		100,0 %
Tekstil- og bekledningsindustri	46,3 %	20,7 %	33,0 %			100,0 %
Trelast og trevareindustri	74,4 %	8,8 %	16,8 %			100,0 %
Treforedling	82,7 %	9,2 %	8,1 %			100,0 %
Grafisk industri	66,9 %	27,0 %	6,1 %			100,0 %
<i>Kjemiske råvarer</i>	<i>83,9 %</i>	<i>9,4 %</i>	<i>6,7 %</i>			<i>100,0 %</i>
Kjemisk industri ellers, plast og mineral	78,1 %	8,8 %	13,1 %			100,0 %
<i>Aluminium</i>	<i>94,8 %</i>	<i>4,8 %</i>	<i>0,3 %</i>			<i>100,0 %</i>
<i>Annen metallindustri</i>	<i>93,4 %</i>	<i>4,9 %</i>	<i>1,7 %</i>			<i>100,0 %</i>
Metallvarer	68,0 %	27,2 %	4,8 %			100,0 %
Verkstedindustri	56,8 %	35,9 %	7,3 %			100,0 %
Transport og oljeplattformer	38,9 %	56,4 %	4,7 %			100,0 %
Annen industri	46,7 %	44,9 %	8,4 %			100,0 %
Totalt industri	85,1 %	9,1 %	4,8 %	1,0 %		100,0 %

Tar man kjelforbruket som et signal for kortsiktig fleksibilitet i elektrisitetsforbruket, tilsier det at 4,8 prosent av 51 TWh kan erstattes av andre energibærere. Det andre forbruket dvs. 49 TWh er aktivitetsbestemt. Det vil si at forbruket gitt dagens teknologi, reduseres med redusert produksjonsvolum i industrien. Sammenlikner vi volumet av "Kjelforbruk m.m." med "uprioritert kraft" i energivarebalansen, var forbruket til kjeler litt høyere.

Det kan i denne sammenheng påpekes at det elspesifikke forbruket trolig ikke vil reduseres i takt med produksjonen, men heller i steg. Belysning i produksjonshaller vil for eksempel være lik, selv om produksjonen reduseres. På tross av dette vil det ikke innebære en veldig stor feil ved å anslå endring i elektrisitetsforbruk som funksjon av produksjonsnivå.

3.1.7 Oppsummering

En formålsfordeling av industriens energibruk viser oss hvilke energibærere som brukes til hvilket formål. Ovenfor har vi vist at 54 prosent av energibruken i norsk industri er knyttet til prosessformål, mens samme andel for elektrisitet er 85 prosent. En slik kunnskap legger til rette for bedre analyser av industriens framtidige energibruk. Det gir også informasjon for å vurdere energieffektivisering innen ulike formål, og den viser hva som kan erstattes av andre energibærere uten at selve produksjonen, i teorien, blir påvirket.

Det gir også informasjon om i hvilket forhold forbruket av elektrisitet varierer med produksjonen. En vanlig vurdering er at forbruket i industrien avhenger av produksjonen i et

fast forhold. Resultatene ovenfor støtter en slik antakelse, dersom det bare er kjelforbruket som er fleksibelt.

Et tilleggsmoment i denne sammenheng er hvorvidt historisk god tilgang på elektrisitet til lav pris har ført til at industrien har valgt et kapitalutstyr med høy elektrisitetsandel og lav fleksibilitet. Hvis svaret på dette spørsmålet er ja, vil dette forholdet kunne endre seg ved fornying av produksjonsapparatet.

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

Utgitt i Rapportserien i 2009

Nr. 1 Ellen Skaansar (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2008