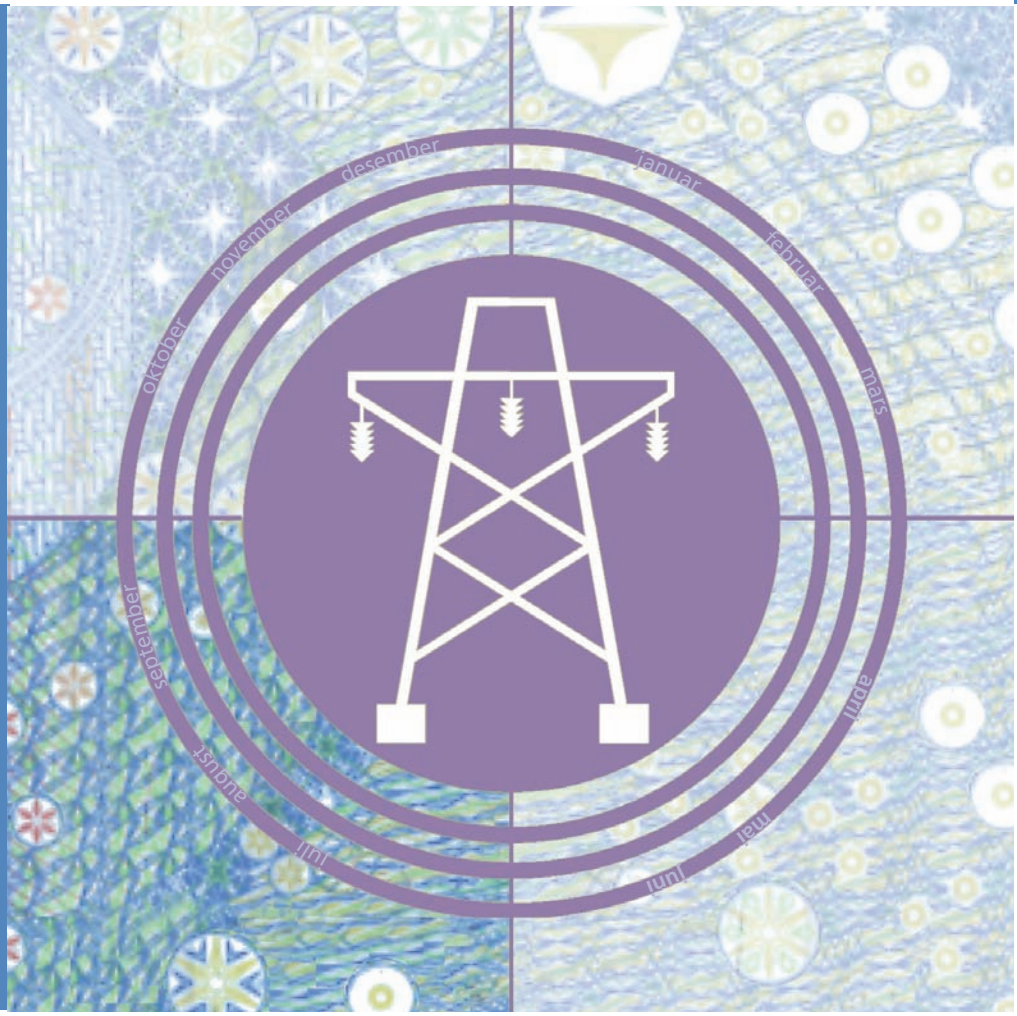
Kvartalsrapport for kraftmarkedet

3. kvartal 2008

Ellen Skaansar (red.)

15
2008

RAPPORT



Kvartalsrapport for kraftmarkedet
3. kvartal 2008

Norges vassdrags- og energidirektorat
2008

Rapport nr. 15

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Ellen Skaansar
Forfattere: Javier Ernesto Auris 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: 978-82-410-0674-6
ISSN: 1501 - 2832

Sammendrag: Det kom nesten 20 prosent mindre nedbør enn normalt i tredje kvartal. Gjenværende snø i fjellet bidro likevel til at svikten i tilsig ikke ble mer enn fem prosent. Høye priser på kull, olje og gass bidro til fortsatt høye kraftpriser i Nord-Europa i kvartalet, og det førte til høy norsk kraftproduksjon i tredje kvartal. Sviktende tilsig og høy produksjon normaliserte magasinfyllingen, og ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen lavere enn normalt.

Lavere magasinfylling har bidratt til utjevning av børsprisene på elektrisk kraft i Norge i løpet av tredje kvartal. I snitt for kvartalet var spotprisen 40 øre/kWh i Sør-Norge, 52 øre/kWh i Midt-Norge og 48 øre/kWh i Nord-Norge. Til sammenligning var prisen i Sverige 53 øre/kWh. Ved utgangen av kvartalet hadde de tre norske prisområdene om lag samme kraftpriser. Ved utgangen av tredje kvartal ser det dermed ut til at perioden med prisavslag til kraftkjøpere i Sør-Norge er slutt for denne gang.

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**

1 Kraftmarkedet i tredje 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 13
1.1.6 Grunn- og markvann 14
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 – nedgang i produksjonen 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 30
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 51
1.8.3 Kontraktsvalg 52
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft 53

2 Vedlegg **56**

3 Handelsresultater for Nord Pool **63**

4 Temaartikkel **66**

4.1 Formålsfordeling av energibruk i norske husholdninger 66
4.1.1 Innledning 66
4.1.2 Energibruk i norske boliger 67
4.1.3 Resultater fra noen prosjekter 67
4.1.4 Vurderinger 71
4.1.5 Konklusjoner 72

Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i tredje kvartal 2008. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er tredje utgave i kvartalsrapportens femte årgang. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 2-4 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i januar 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 Energi- og markedsavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger. I denne utgaven presenteres én temaartikkel. Den er skrevet av Ingrid H. Magnussen og Terje Stamer Wahl ved Seksjon for energibruk.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energi- og markedsavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Javier Ernesto Auris 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, 6. november 2008

Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Det kom nesten 20 prosent mindre nedbør enn normalt i tredje kvartal. Gjenværende snø i fjellet bidro likevel til at svikten i tilsig ikke ble mer enn fem prosent. Høye priser på kull, olje og gass bidro til fortsatt høye kraftpriser i Nord-Europa i kvartalet, og det førte til høy norsk kraftproduksjon var i tredje kvartal. Sviktende tilsig og høy produksjon normaliserte magasinfyllingen, og ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen lavere enn normalt.

Det har vært lav overføringskapasitet ut av Sør-Norge på grunn av feil på Statnetts Oslofjordforbindelser, men lavere magasinfylling har bidratt til utjevning av børsprisene på elektrisk kraft i Norge i løpet av tredje kvartal. I snitt for kvartalet var spotprisen 40 øre/kWh i Sør-Norge, 52 øre/kWh i Midt-Norge og 48 øre/kWh i Nord-Norge. Til sammenligning var prisen i Sverige 53 øre/kWh. Ved utgangen av kvartalet hadde de tre norske prisområdene om lag samme kraftpriser. Ordningen med prisområder i Nord Pools elspotmarked har siden sommeren 2007 gitt kraftkjøpere i Sør-Norge gjennomgående lavere kraftpriser enn i resten av landet. Kraftsituasjonen i Midt- og Nord-Norge har vært mer normal og disse områdene har hatt priser på linje med i Sverige. Ved utgangen av tredje kvartal ser det ut til at perioden med lavere priser til kraftkjøpere i Sør-Norge er over for denne gang.

Forbruket av elektrisk kraft har økt de siste kvartalene, men i tredje kvartal stoppet veksten opp. Det faktiske norske kraftforbruket var 26 TWh i tredje kvartal – ned 1,6 prosent fra samme kvartal i fjor. Korrigert til normale temperaturer var forbruket om lag det samme i år som i fjor. Høye priser og lavere økonomisk vekst kan være to av faktorene som forklarer avbruddet i forbruksveksten i tredje kvartal.

1 Kraftmarkedet i tredje kvartal 2008

Mindre nedbør og tilsig enn normalt

I tredje kvartal kom det 18 prosent mindre nedbør som kan nyttes til kraftproduksjon, enn normalt. Gjenværende snø i fjellet bidro til at tilsiget ikke var mer enn fem prosent lavere enn normalt. Samlet var tilsiget 36,1 TWh i tredje kvartal. De siste 12 månedene har tilsiget vært 128 TWh, og det er 8 TWh mer enn normalt. I Sverige var tilsiget i tredje kvartal 11,7 TWh, og det er 35 prosent lavere enn normalt. De siste 12 månedene har imidlertid tilsiget vært om lag som normalt.

Mindre vann i magasinene enn på samme tid i fjor og 7,7 TWh mindre vann i nordiske magasiner enn normalt pr. 1. oktober

Lavere tilsig og forholdsvis høy kraftproduksjon i tredje kvartal har ført til at magasinfyllingen ved utgangen av kvartalet er mer enn 11 prosentpoeng lavere enn på samme tid i fjor. Fyllingen var ved utgangen av kvartalet 4,9 prosentpoeng lavere enn normalt. I Sverige var fyllingsgraden 12 prosentpoeng lavere enn i fjor og 11 prosentpoeng lavere enn normalt. Finland hadde litt høyere fylling enn i fjor og enn normalt. Samlet sett var det ved inngangen til fjerde kvartal lagret 13,9 TWh mindre vann i nordiske kraftmagasiner enn et år tidligere.

Lavere kraftproduksjon i Norge og Danmark – økning i Sverige og Finland

Den norske kraftproduksjonen var 30,7 TWh i tredje kvartal. Det er en nedgang på over 7 prosent fra samme kvartal i fjor. I Danmark var produksjonen 6,3 TWh i tredje kvartal – 13 prosent lavere enn for et år siden. I Sverige var produksjonen 28,9 TWh – 3 prosent høyere enn i fjor. I Finland var produksjonen 16,3 TWh – opp 1,5 prosent. De siste 12 månedene ble det produsert 394,4 TWh elektrisk kraft i Norden, og det er 1,7 prosent mer enn i foregående 12-måneders periode. Norge har de siste 52 uker produsert 140,3 TWh. Det er om lag 10 prosent mer enn i et normalår hvor det også er tilnærmet full drift ved gasskraftverket på Kårstø.

Lavere forbruk i alle de nordiske landene

Forbruket av elektrisk kraft i tredje kvartal var lavere enn året før i alle de nordiske landene. Fallet var størst i Finland med fire prosent og minst i Danmark med under èn prosent. I Sverige falt forbruket med nær to prosent, mens det var et fall på 1,5 prosent i Norge.

Oppgang i kraftkrevende industri – stillstand i alminnelig forsyning

I Norge økte forbruket i kraftkrevende industri med 3,6 prosent fra tredje kvartal i fjor til i år, mens det var nedgang i alminnelig forsyning på 1,8 prosent. Korrigert til normale temperaturer var forbruket i alminnelig forsyning uendret fra tredje kvartal i fjor til samme kvartal i år.

Høyt forbruk de siste 12 måneder

Kraftforbruket de siste 12 månedene har vært høyere enn i foregående 12-måneders periode i alle de nordiske landene med unntak av Finland. I Norge har årsforbruket økt med 3,7 prosent til 128,8 TWh de siste 12 måneder. Dette forbruket er på samme nivå som kraftproduksjonen i et normalår.

Krafteksport fra Norge

I tredje kvartal har Norge hatt en nettoeksport på 4,7 TWh. Det er en nedgang på 2,2 TWh fra samme periode i 2007. De andre nordiske landene har hatt nettoimport. Finland importerte netto 2,7 TWh, Danmark 1,9 TWh og Sverige 0,6 TWh i tredje kvartal. De siste 12 månedene har Norge eksportert 11,5 TWh elektrisk kraft. Sverige har eksportert 2,1 TWh, mens Finland har importert 12,1 TWh og Danmark har importert 1,6 TWh. I tredje kvartal har Norge eksportert 2,1 TWh til Sverige, 1,5 TWh til Danmark og 1 TWh til Nederland.

Prisforskjeller bedrer ressursutnyttelsen

Overføringssystemet har fortsatt vært plaget av lave kapasiteter, og det har oppstått prisforskjeller mellom områder. Prisforskjellene fører til at både forbruk og produksjon får signal om verdi og kostnad på elektrisk kraft i de enkelte regioner. Slike prissignaler bedrer ressursutnyttelsen og sørger for at forbrukerne får lavest mulig pris.

Økte kraftpriser

Det har vært prisøkning i alle markedsområder i spotmarkedet for elektrisk kraft i tredje kvartal. Sør-Norge har hatt en kraftig økning fra sitt lave utgangsnivå som skyldtes stort vannoverskudd. Spotprisen i Sør-Norge var i tredje kvartal 318 prosent høyere enn i tredje kvartal i fjor, og 133 prosent høyere enn i andre kvartal i år. Midt- og Nord-Norge har hatt prisvekst som i resten av Norden. Prisene i tredje kvartal har vært rundt 150 prosent høyere enn for ett år siden, og 30-45 prosent høyere enn i andre kvartal. De siste 12 månedene har Sør-Norge hatt en spotpris i underkant av 30 øre/kWh, mens resten av Norden har hatt en snittpris på rundt 40 øre/kWh.

Høye men fallende brenselpriser i tredje kvartal

Prisene på kull og naturgass har fortsatt vært høye i tredje kvartal, men for begge brenslene har prisene falt i løpet av kvartalet. Snittprisen på kull var 189 dollar/tonn, hvilket svarer til en brenselkostnad på 32 øre/kWh i et gjennomsnittlig kullkraftverk. Gassprisen var 313 øre/Sm3, hvilket gir en brenselkostnad på 57 øre/kWh i et moderne gasskraftverk. I tillegg kommer betaling for CO_2-utslipp og andre variable kostnader.

Standard variabel billigere en spotkontrakt

Tredje kvartal var preget av vekst i spotprisene, og det slår raskt ut i økt kraftpris til de som kjøper kraft på spotkontrakt. For standard variabel kontrakt skjer prisjusteringen med et visst etterslep. Dette førte til at spotkontraktene i tredje kvartal var dyrere enn standard variabel kontraktene. Motsatt virkning vil vi få i perioder med prisnedgang.
Andelen av husholdningene som nå kjøper kraft på standard variable vilkår var 46,1 prosent i tredje kvartal, og det er en nedgang på 4,6 prosentpoeng fra tredje kvartal 2007.

Det ble foretatt 51 000 leverandørbytter av norske husholdninger i tredje kvartal. Det er en oppgang på 15 200 fra samme kvartal i fjor.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Norge

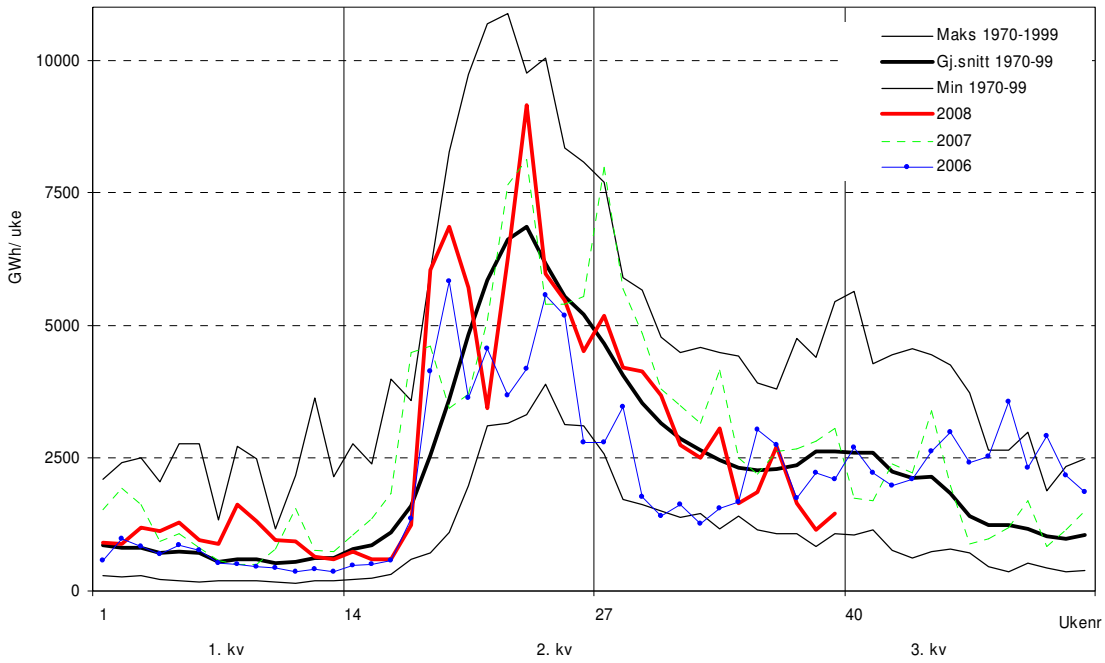
I tredje kvartal 2008 var det nyttbare tilsiget 36,1 TWh eller 1,8 TWh mindre enn normalt. Det er 13 TWh mindre enn i samme kvartal i 2007.

Resurstilgang TWh	3.kv. 2008	Avvik fra normalt	Siste 12 måneder	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	36,1	-1,8	128	+ 8
Nedbør Norge	23,8	-5,1	116	-4
Tilsig Sverige	11,7	-6,4	61	- 1
Snø Norge	Normalt		Normalt	

Hittil i år har tilsiget vært 106 TWh. Det er nesten 8 TWh mer enn normalt, men 14 TWh mindre enn i tilsvarende periode i 2007. De siste 12 månedene har tilsiget vært 128 TWh, eller 8 TWh mer enn normalt. De siste 24 månedene har tilsiget vært 280 TWh eller hele 40 TWh mer enn normalt.

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. I første halvdel av tredje kvartal lå tilsiget omkring normalen, men mot slutten av kvartalet ga lite nedbør i Sør-Norge et tilsig under normalen.

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

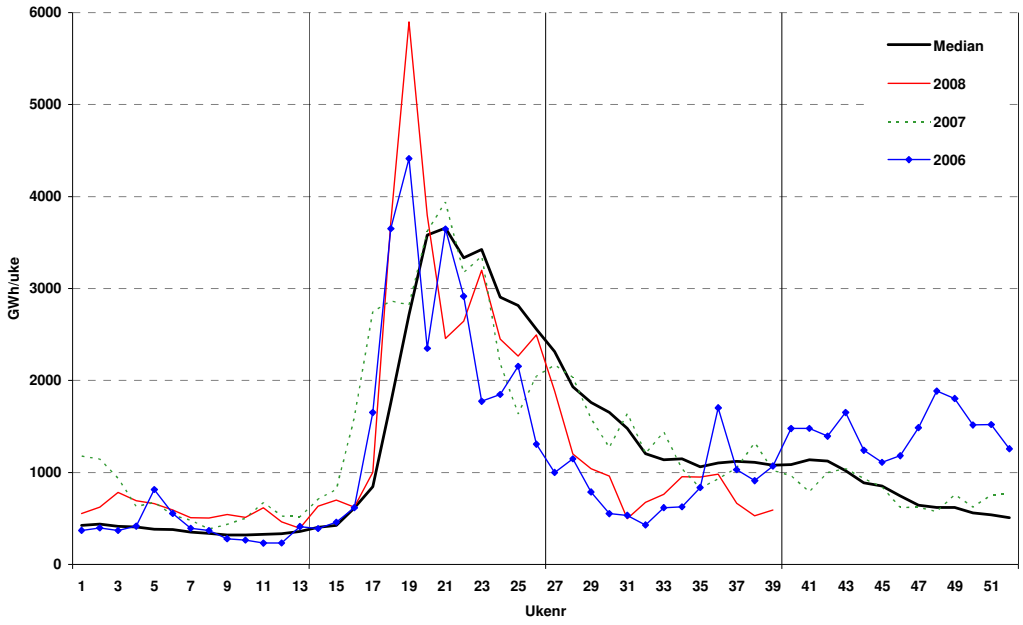


1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 11,7 TWh i tredje kvartal 2008. Det er 6,4 TWh mindre enn normalt og 5,8 TWh mindre enn i samme periode i 2007. I årets ni første måneder har tilsiget vært 51 TWh. Det er 0,9 TWh mindre enn normalt og 6,7 TWh mindre enn i 2007.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært vel 61 TWh. Det er 1 TWh mindre enn normalt og i overkant av 15 TWh mindre enn i de foregående 12 månedene. De siste 24 månedene har tilsiget vært nesten 138 TWh. Det er om lag 13 TWh mer enn normalt.

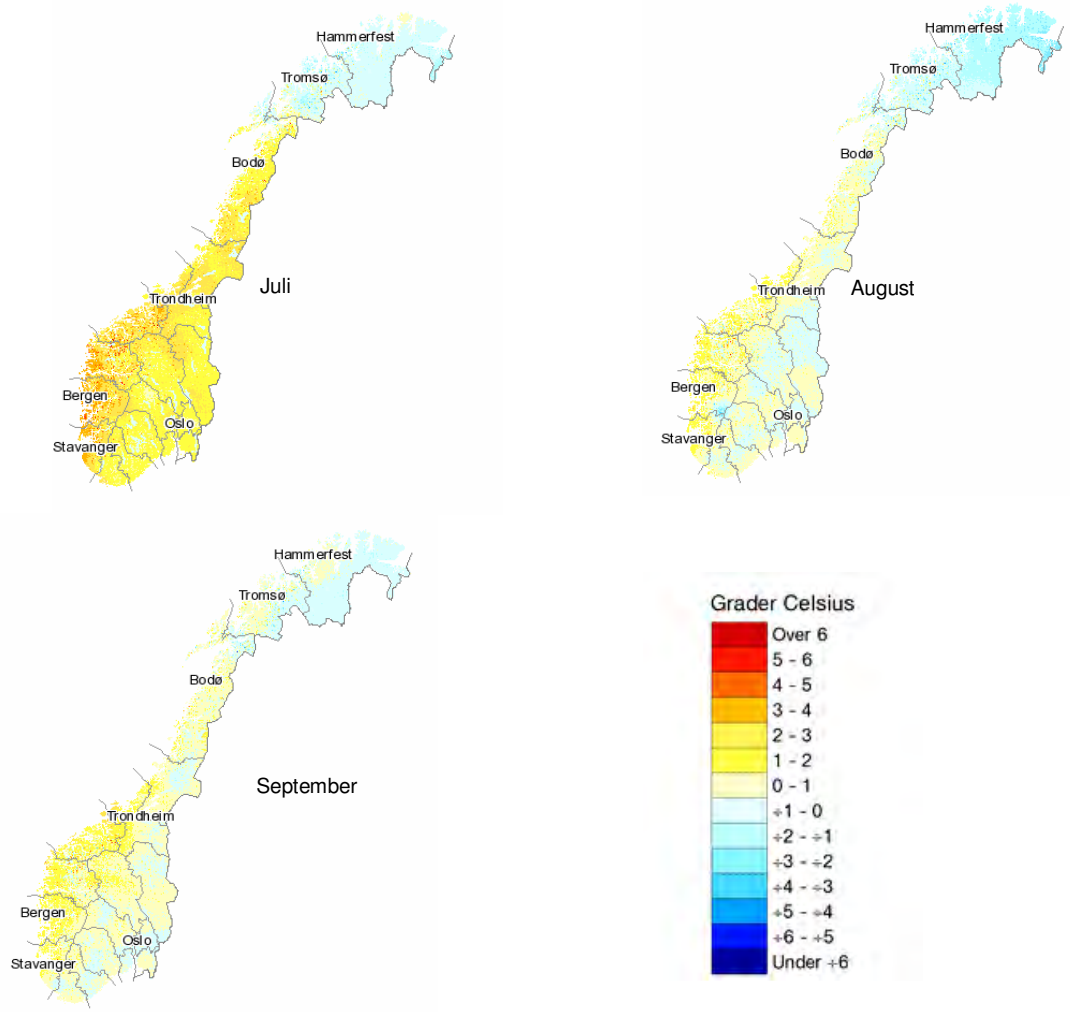
Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2006, 2007 og 2008. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi



1.1.3 Temperatur

Den kjølige våren i Troms og Finnmark fortsatte med månedsmiddeltemperaturer som lå 1 til 2 grader under normalen også gjennom sommeren. Kysten av Vestlandet har hatt de største positive temperaturavvikene med 2,5 til 4,5 grader over normalen. Spesielt juli var varm på Vestlandet. På Utsira i Rogaland, hvor en har målinger tilbake til 1867, var årets juli den nest varmeste i løpet av 141 år. Juli var også varmere enn normalen i resten av landet sør for Troms. I august og september var temperaturen for landet som helhet nær normalen.

Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i ºC fra normalt (1971-2000) i juli, august og september 2008. Kilde: NVE og met.no

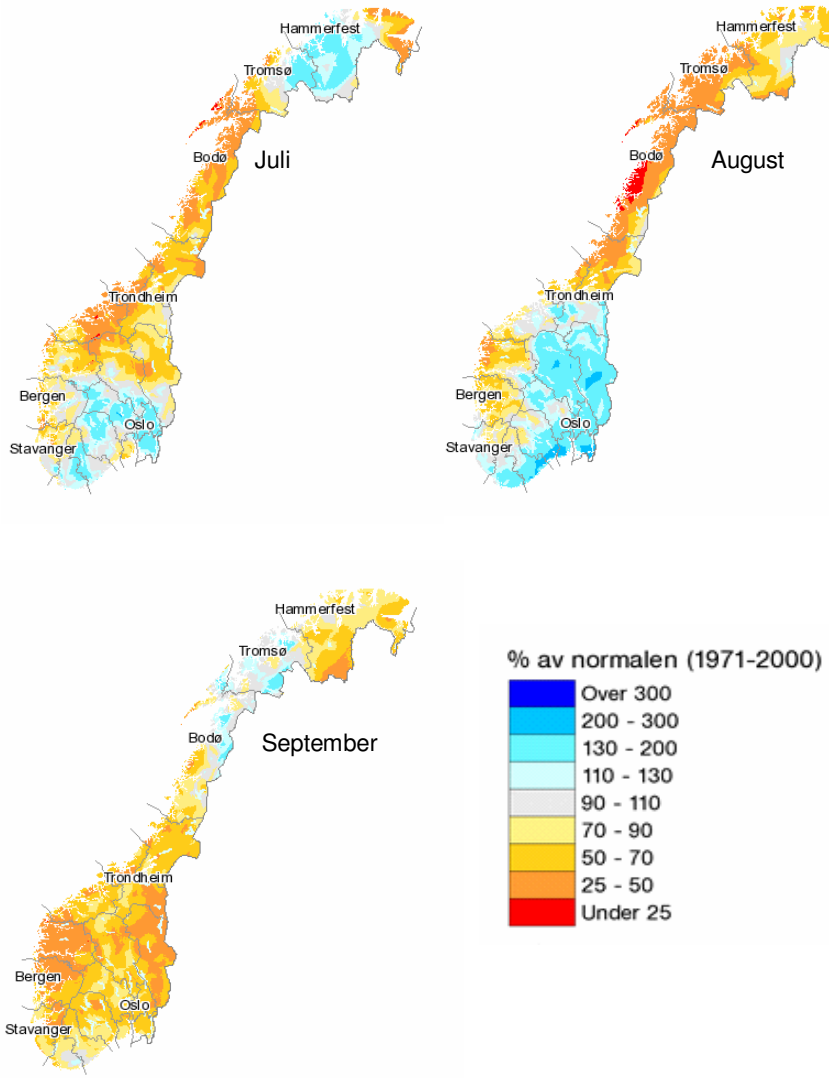


1.1.4 Nedbør

På store deler av Vestlandet kom det mindre nedbør enn normalen i både juli, august og september. I juli og august kom det mindre nedbør enn normalen også i store deler av Nord-Norge, mens deler av Sør- og Østlandet fikk mer nedbør enn normalen. I september ble bildet endret, med lite nedbør i sør og mer nedbør enn normalen i deler av Nordland og Troms (figur 1.1.4).

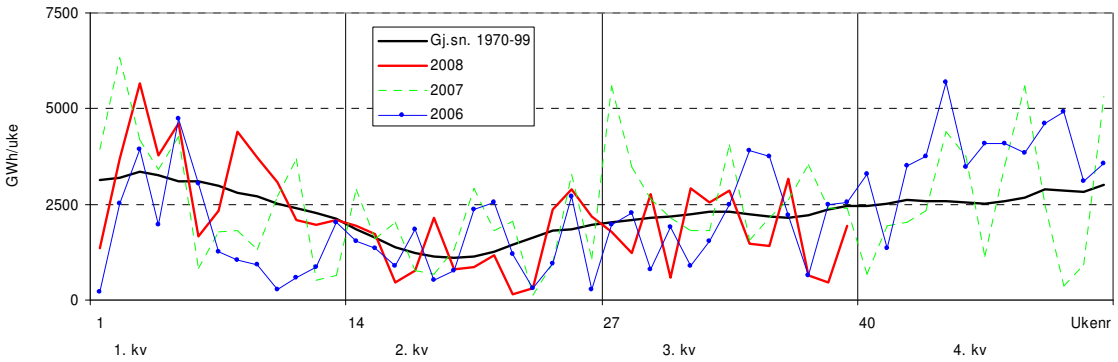
Minst nedbør i juli kom det i Bø i Vesterålen med kun 11 mm, mens enkelte steder på Sør- og Østlandet fikk opp mot 190 – 200 mm. Også i august kom det svært lite nedbør i Troms og Nordland, flere steder mindre enn 20 mm, mens det igjen kom opp mot 200 mm på deler av Øst- og Sørlandet. I september kom det minst nedbør på deler av Finnmarksvidda og nordøst på Østlandet, flere steder under 20 mm. På tross av at det i september var overveiende mindre nedbør enn normalen i Sør-Norge, kom likevel den høyeste månedssummen nær Kristiansand med drøyt 210 mm (met.no).

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i juli, august og september 2008. Kilde: NVE og met.no



I tredje kvartal 2008 kom det ifølge NVEs beregninger nesten 24 TWh nedbørenergi eller drøyt 5 TWh mindre enn normalen (figur 1.1.5). I sum for de siste 12 månedene har det kommet 116 TWh eller 4 TWh mindre enn normalen.

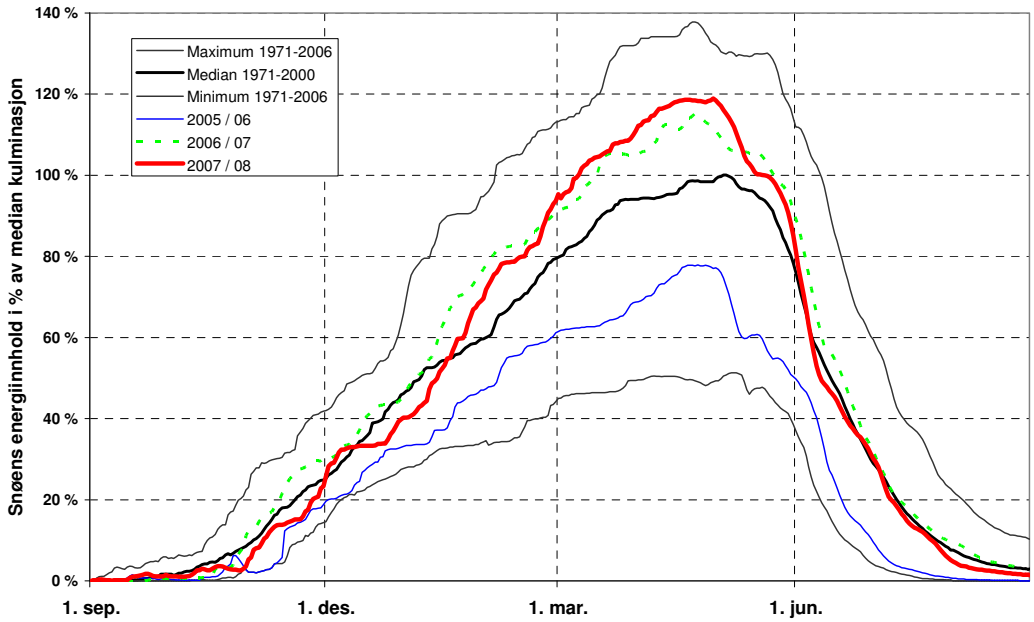
Figur 1.1.5 Beregnet ukentlig nedbørenergi i 2006, 2007 og 2008. GWh/uke. Kilde: NVE



1.1.5 Snø

Utviklingen av snømagasinet de siste tre årene er vist i figur 1.1.6. Årets snømagasin kulminerte i overgangen april/ mai med omkring 120 prosent av normalt. Ved starten av tredje kvartal var snøforholdene tilnærmet normale for landet sett under ett. Det vil si at snømagasinet var redusert til omkring 30 prosent av normal kulminasjon. Ved utgangen av tredje kvartal var det alt vesentligste av vinterens snø smeltet.

Figur 1.1.6 Utviklingen av snømagasinet 2005/06, 2006/07 og 2007/08 i prosent av median for perioden 1971 - 2000. Kilde NVE og met.no.



1.1.6 Grunn- og markvann

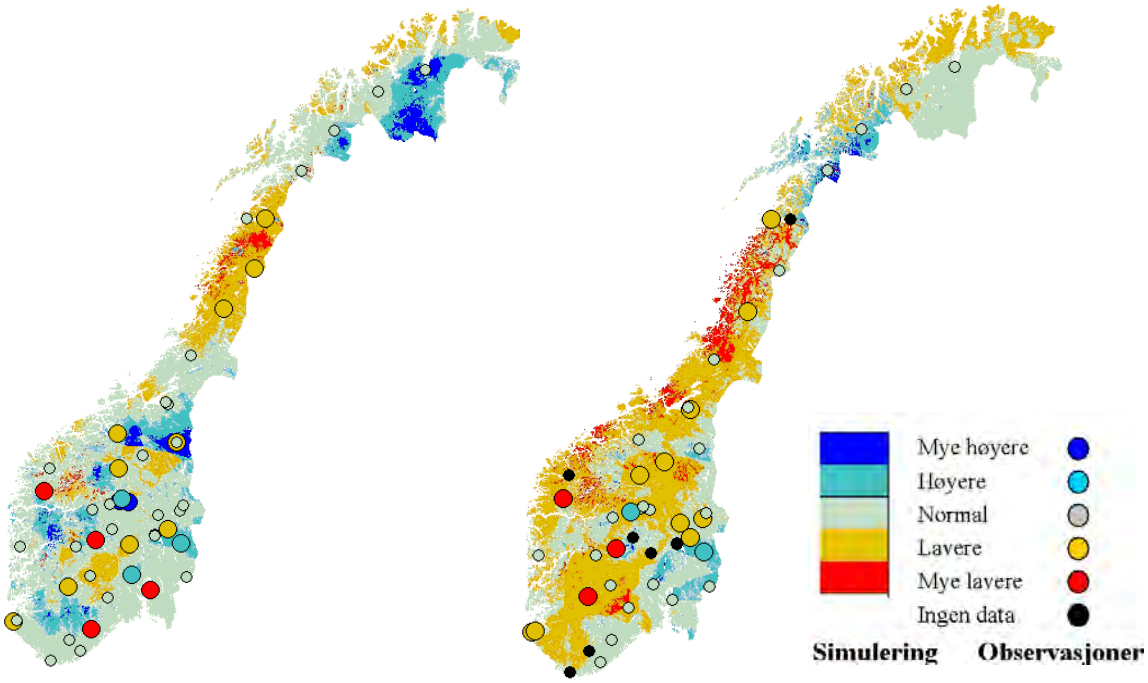
Grunnvannstand ved utgangen av andre og tredje kvartal er illustrert i figur 1.1.7 og markvanns-forholdene i figur 1.1.8.

I Sør- og Midt-Norge var det ved starten av tredje kvartal svært variabel grunnvannstand. På Vestlandet og i deler av Midt-Norge har mindre nedbør enn normalt gjennom hele kvartalet medført at grunnvannstanden ved utgangen av kvartalet er lavere enn normalen. Rikelig med nedbør på Øst- og Sørlandet i juli og august, har medført at grunnvannstanden fortsatt mange steder er omtrent som normalen på tross av en relativt tørr september.

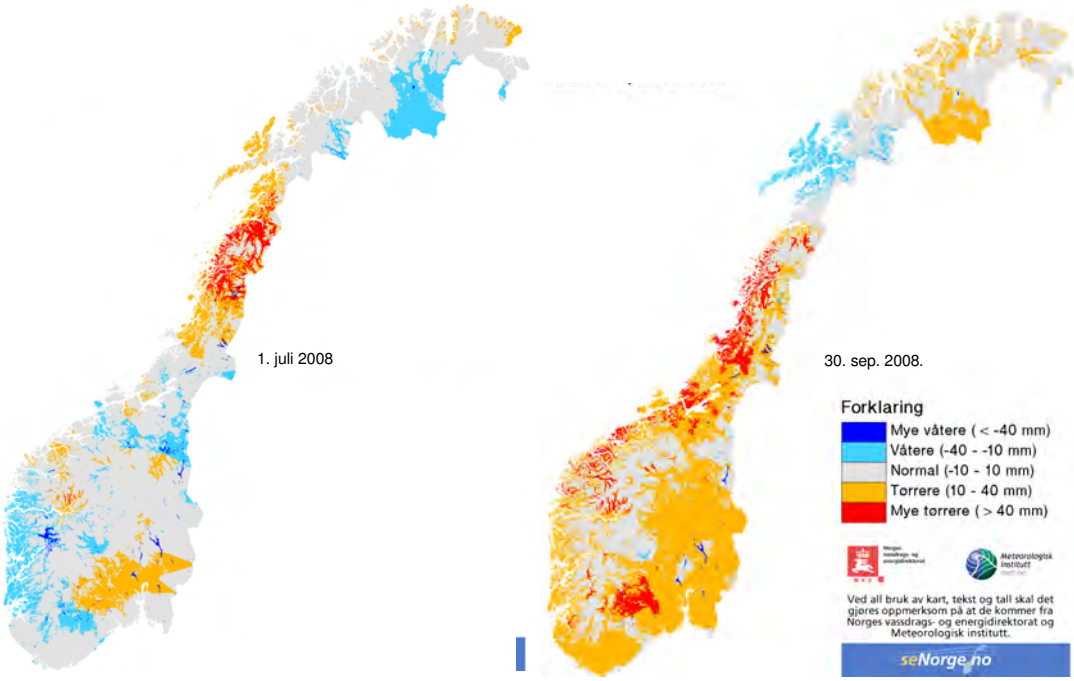
I Nordland var det ved starten av tredje kvartal lavere grunnvannstand enn normalen. Dette har mange steder forsterket seg gjennom kvartalet, men i den nordligste delen av fylket er situasjonen endret etter en regnfull september. I store deler av Troms og Finnmark har grunnvannstanden gjennom hele kvartalet ligget omkring eller noe over normalen.

Ved utgangen av tredje kvartal er det også mange steder fra Nordland og sørover et større markvannsunderskudd enn normalt. Våre beregninger tilsier likevel at i store deler av fjellet i Sør-Norge er det mer normale forhold, mens det er spesielt tørt i kystområdene sør i Nordland.

Figur 1.1.7 Grunnvannstand 1. juli (venstre) og 30. september (høyre) 2008 i prosent av normalen for perioden 1961-90. Kilde NVE.



Figur 1.1.8 Grunnvannstand 1. juli (venstre) og 30. september (høyre) 2008 i prosent av normalen for perioden 1961-90. Kilde NVE.



1.2 Magasinutviklingen

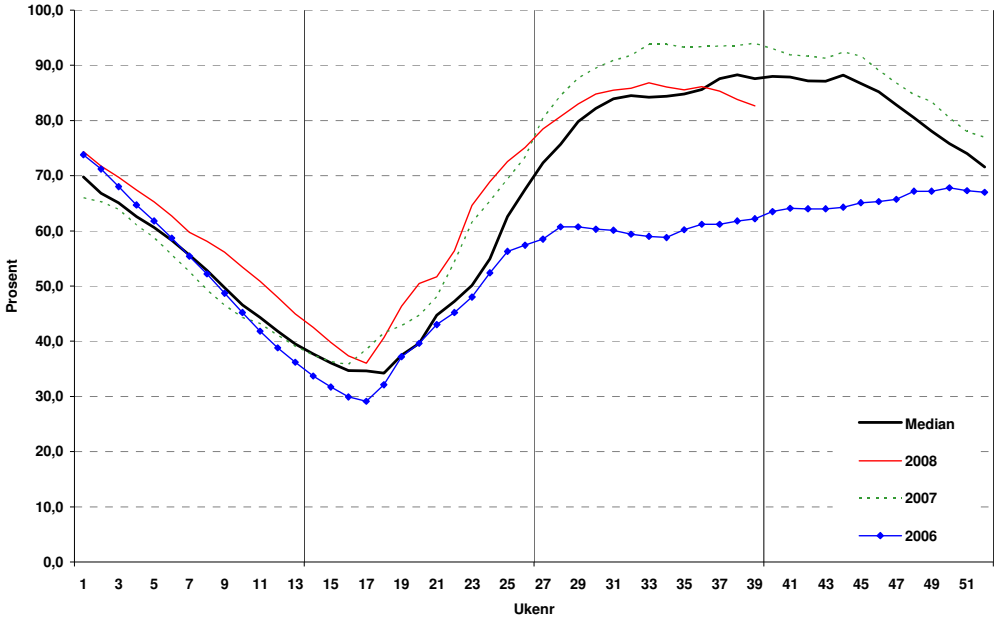
1.2.1 Norske vannmagasiner

Lite tilsig og høy produksjon ga magasinfylling under normalt

Ved inngangen til tredje kvartal 2008 var fyllingsgraden 75,1 prosent. Det er 7,6 prosentpoeng over det normale[1] for årstiden og 1,7 prosentpoeng over fjorårets nivå. Nedbør under normalt førte til forholdsvis lave tilsig, spesielt i slutten av kvartalet. Sammen med høy produksjon førte dette til at fyllingsgraden økte mindre enn medianen. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 82,7 prosent, eller 4,9 prosentpoeng under det normale for årstiden. Fyllingen ved utgangen av tredje kvartal var 11,3 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2007. Det tilsvarer en energimengde på 9,5 TWh.

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 3. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2008	2007	Median	
Norge	82,7	94,0	87,6	84,3
Sverige	70,7	83,9	82,1	33,8
Finland	74,8	72,8	68,7	5,5

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

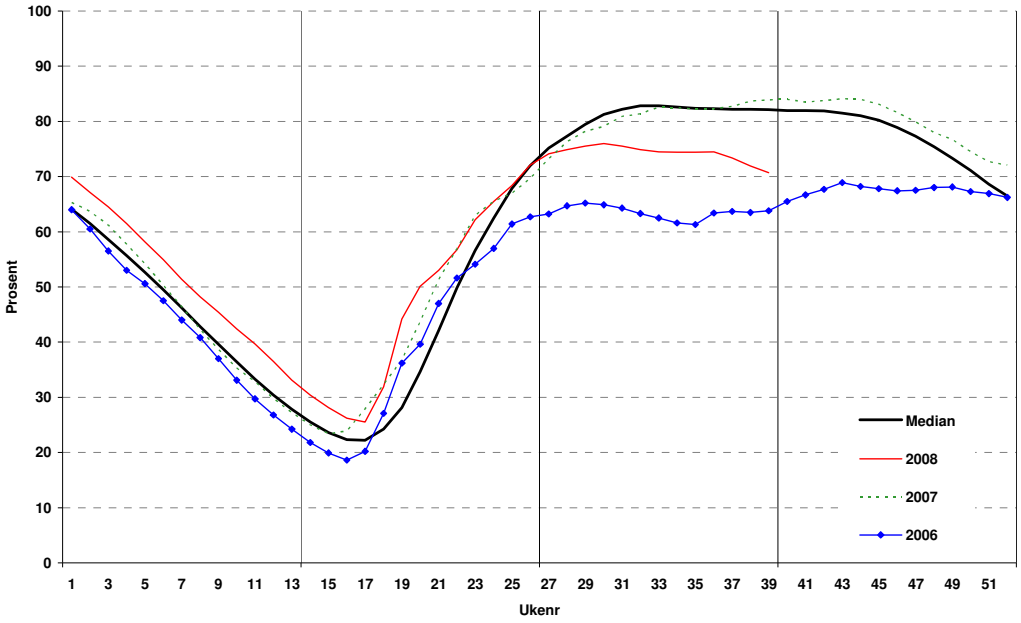


[1] Median for perioden 1990-2007

1.2.2 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved inngangen til tredje kvartal 2008 var fyllingsgraden for svenske magasiner 72,1 prosent, eller omtrent som medianverdien[2] til samme tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 70,7 prosent, eller 11,4 prosentpoeng under det normale for årstiden. Fyllingen ved utgangen av tredje kvartal 2008 var 13,2 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2007. Det tilsvarer en energimengde på 4,5 TWh.

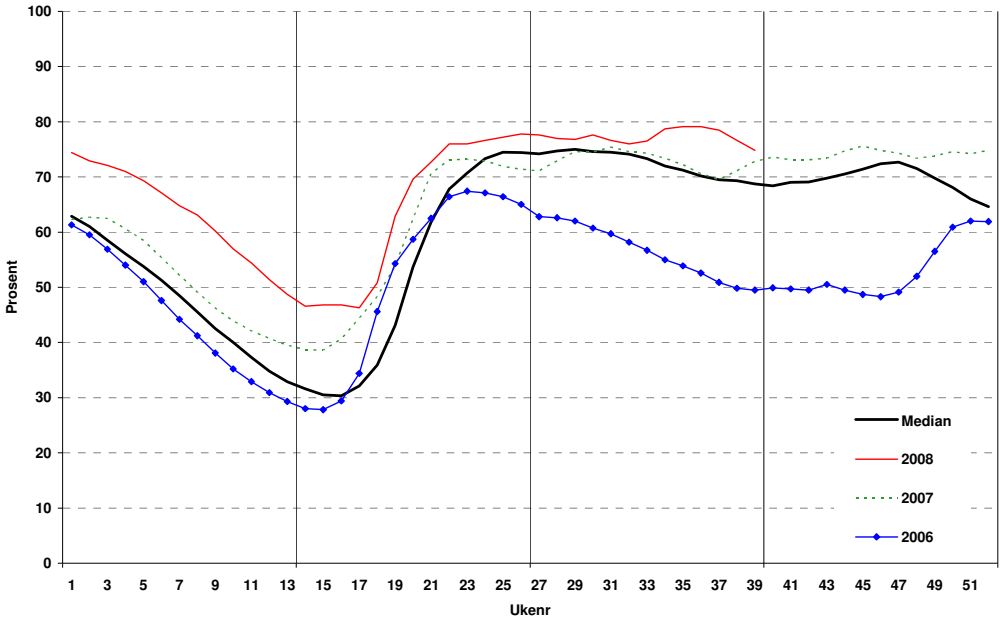
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2006, 2007 og 2008, prosent. Kilde: Svensk Energi



Ved inngangen til tredje kvartal 2008 var fyllingsgraden for finske magasiner 77,8 prosent. Det er 3,4 prosentpoeng over medianverdien til samme tid for perioden 1978 til 2001. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 74,8 prosent. Det er 6,1 prosentpoeng over medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av tredje kvartal 2008 var 2,0 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2007. Det tilsvarer en energimengde på 0,1 TWh.

[2] Middelverdier 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 er dermed lagret 4,4 TWh mindre energi i svenske og finske magasiner enn ved utgangen av tredje kvartal i fjor. Den lagrede vannmengden i Norden var ved utgangen av tredje kvartal i år 97,7 TWh, eller 13,9 TWh mindre enn til samme tid i 2007 og 7,7 under normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

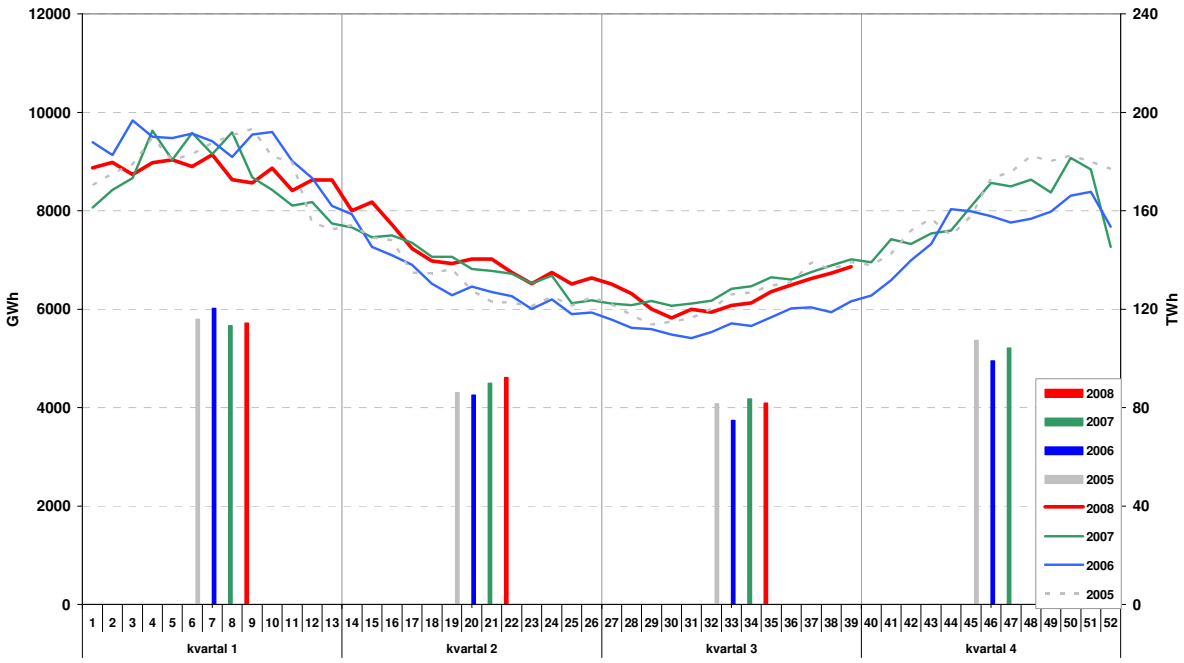
1.3 Produksjon

TWh	3.kv. 2008	Endring fra 3.kv. 2007	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	30,7	-7,6 %	140,3	7,6 %
Sverige	28,9	3,4 %	145,3	0,8 %
Finland	16,3	1,5 %	74,7	-1,7 %
Danmark	6,3	-13,2 %	34,2	-8,9 %
Norden	82,2	-2,7 %	394,4	1,7 %

I tredje kvartal 2008 ble det produsert 82,2 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 2,3 TWh mindre enn i tilsvarende periode i 2007. Det er nedgang i norsk og dansk produksjon og økning i Sverige og Finland. Produksjonsnedgangen i Norge har sammenheng med lavere tilsig. I Danmark har nedgangen sammenheng med lavere vindkraftproduksjon. Økningen i Sverige skyldes hovedsakelig høyere kjernekraftproduksjon.

Den samlede nordiske kraftproduksjonen var 394,4 TWh de siste 52 ukene. Det er 6,5 TWh mer enn i foregående 52-ukersperiode. Økningen skyldes først og fremst høyere vannkraftproduksjon i Norge. Tilsiget til norske vannmagasiner var 8 TWh høyere enn normalt i siste 52-ukersperiode. Samtidig var magasinfyllingen betydelig høyere ved inngangen til perioden. Høy vannkraftproduksjon gir økt eksport til Danmark og Finland, og dermed lavere termisk kraftproduksjon i disse landene.

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 produksjonen i Norden i tredje kvartal sto vannkraften for 56 prosent, eller 46,2 TWh. Det er en noe lavere andel av totalproduksjonen sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor.

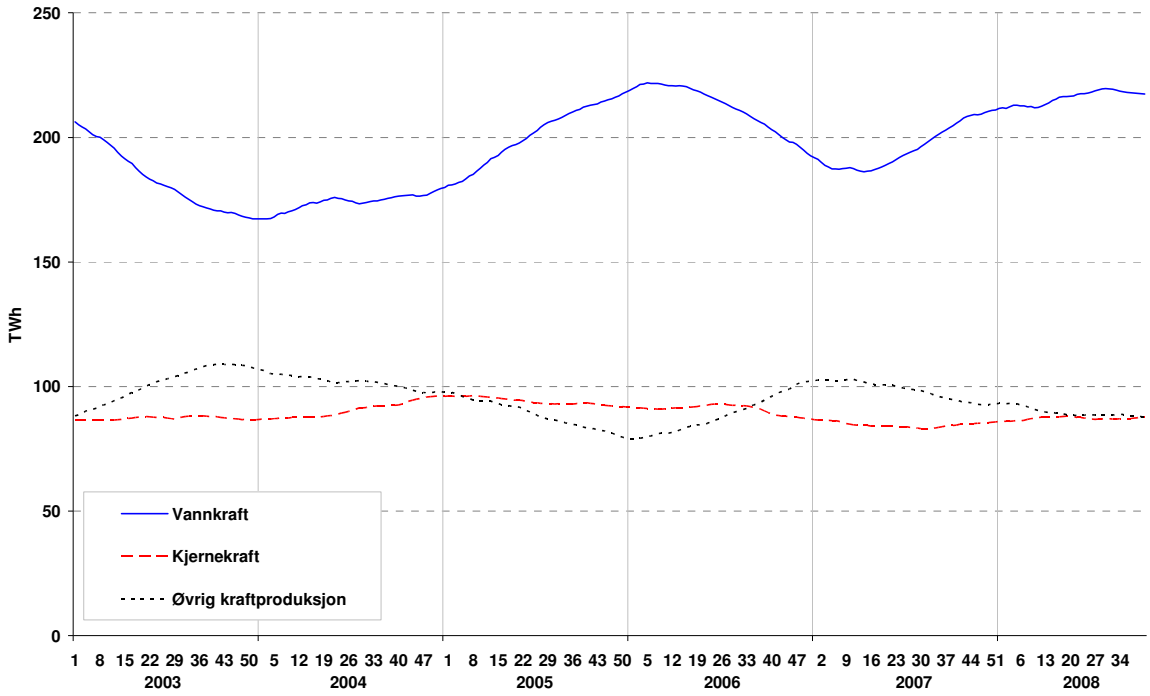
Produksjonen i nordiske kjernekraftverk var 18,9 TWh i tredje kvartal. Det er 1,6 TWh mindre enn i andre kvartal. Nedganen skyldes at det har vært årlige revisjoner ved flere av

kjernekraftverkene. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor har det imidlertid vært en økning i den nordiske kjernekraftproduksjonen på 0,7 TWh. Det har vært noe nedgang i den finske kjernekraftproduksjonen, mens det har vært en økning i Sverige. Kjernekraft sto for 23 prosent av totalproduksjonen i tredje kvartal.

Øvrig nordisk kraftproduksjon var 16,7 TWh i tredje kvartal. Det er 0,6 TWh lavere enn i tredje kvartal i 2007. Betydelig høyere brenselspriser og dermed økte kostnader i termiske kraftverk, kan ha bidratt til denne utviklingen. Samtidig har det vært lavere vindkraftproduksjon i Danmark.

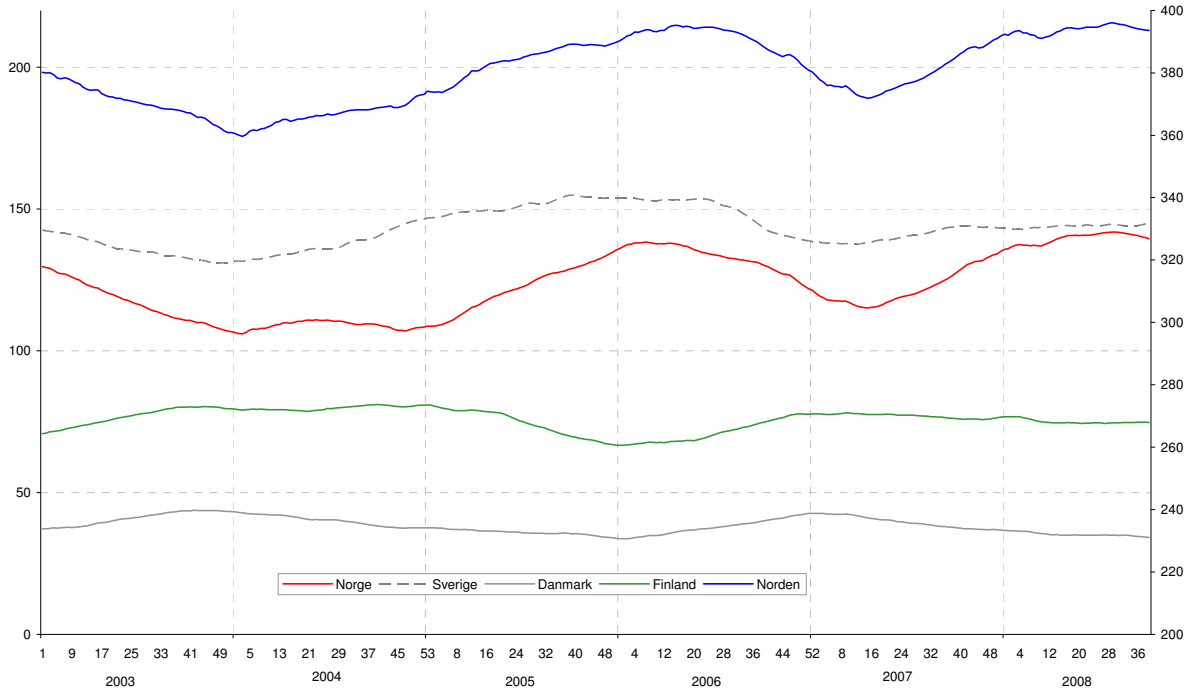
Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for de siste 52 ukene fordelt på teknologier. Ved utgangen av tredje kvartal sto vannkraft for 55 prosent av den samlede nordiske produksjonen de siste 52 uker. Det ble produsert 217,3 TWh vannkraft i Norden i denne perioden. Det er 10,7 TWh, eller 5 prosent mer enn i forrige 52-ukersperiode. Kjernekraftproduksjonen økte fra 84,9 TWh til 87,6 TWh de siste 52 ukene sammenlignet med forrige periode. Økningen har sammenheng med problemene i den svenske kjernekraftparken høsten 2006. Øvrig kraftproduksjon falt med 6,1 TWh, eller 7 prosent, til 88,0 TWh.

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



Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. Kraftproduksjonen i Norge og Sverige svinger i takt med vannkraftproduksjonen. Mens vannkraftproduksjonen økte betydelig i Norge det siste året, var den om lag uendret i Sverige. Svensk kjernekraftproduksjon økte derimot noe. I Danmark og Finland dominerer termisk kraftproduksjon, og den har falt det siste året.

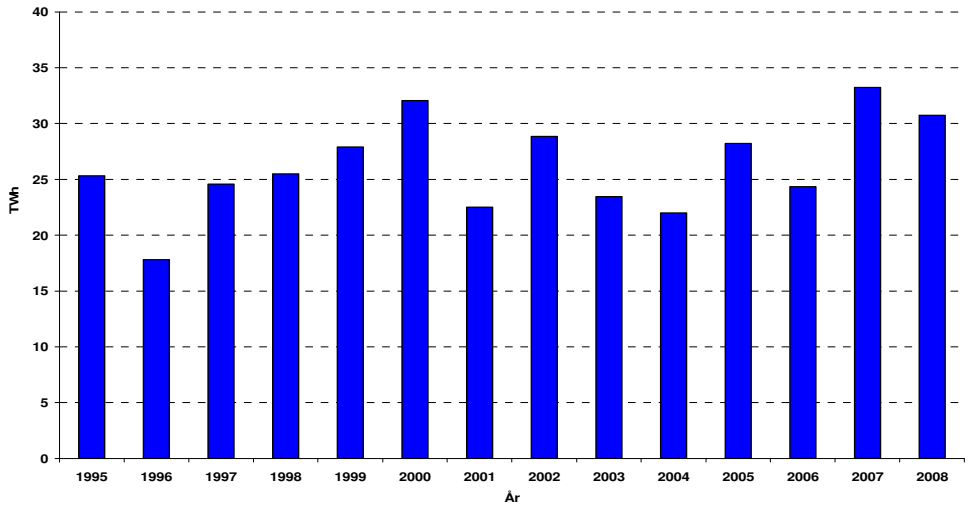
Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2003 – 2008, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse). TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.3.1 Norge – nedgang i produksjonen

Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 30,7 TWh i tredje kvartal 2008. Det er den tredje høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. Bare i 2000 og 2007 var produksjonen høyere med hhv. 32,1 og 33,2 TWh. I forhold til produksjonen i tredje kvartal 2007 er det en nedgang på 7,6 prosent. Nedgangen i produksjonen henger sammen med mindre tilsig i tredje kvartal 2008 enn i samme kvartal i fjor.

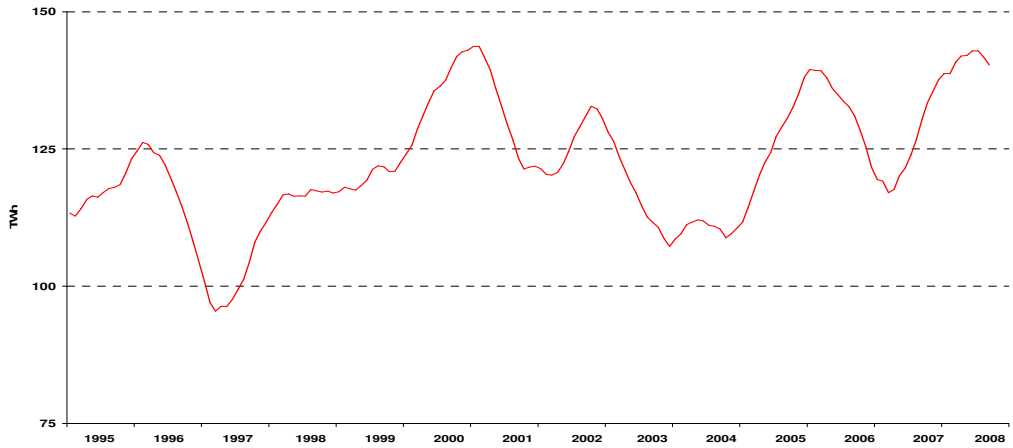
Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i Norge, tredje kvartal, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



I årets ni første måneder var produksjonen 103,4 TWh. Det er 2,6 TWh mer enn i samme periode i 2007, dvs. en økning på 2,6 prosent.

De siste 12 månedene er det produsert 140,3 TWh mot 130,4 TWh i tilsvarende periode året før. Det er en økning 7,6 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed nesten 12 TWh høyere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til 128,5 TWh. Det var først og fremst mye tilsig og høy magasinfylling som førte til den høye kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

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



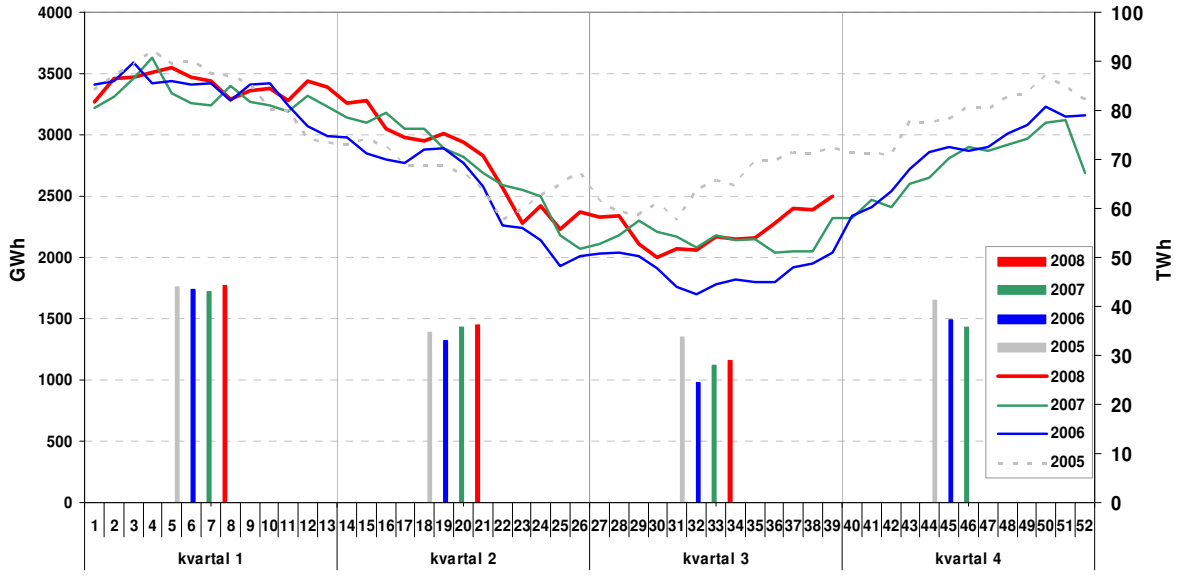
Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996 og 2002 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004. På samme måte ga lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommeren og høsten 2006 lav produksjon. Det høye tilsiget de siste 12 månedene førte til sterk økning i produksjonen.

1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene

I tredje kvartal 2008 ble det produsert 28,9 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 0,9 TWh høyere enn i samme kvartal i fjor. Økningen skyldes høyere kjernekraftproduksjon. Den svenske vannkraftproduksjonen og annen kraftproduksjon er om lag uendret sett i forhold til tredje kvartal i fjor.

Samlet svensk kraftproduksjon har vært 145,3 TWh i sum for de siste 52 ukene. Det er 1,2 TWh mer enn i den foregående 52-ukersperioden. Det har vært nedgang i den svenske vannkraftproduksjonen (-2,6 TWh), mens kjernekraftproduksjonen har økt (+2,9 TWh).

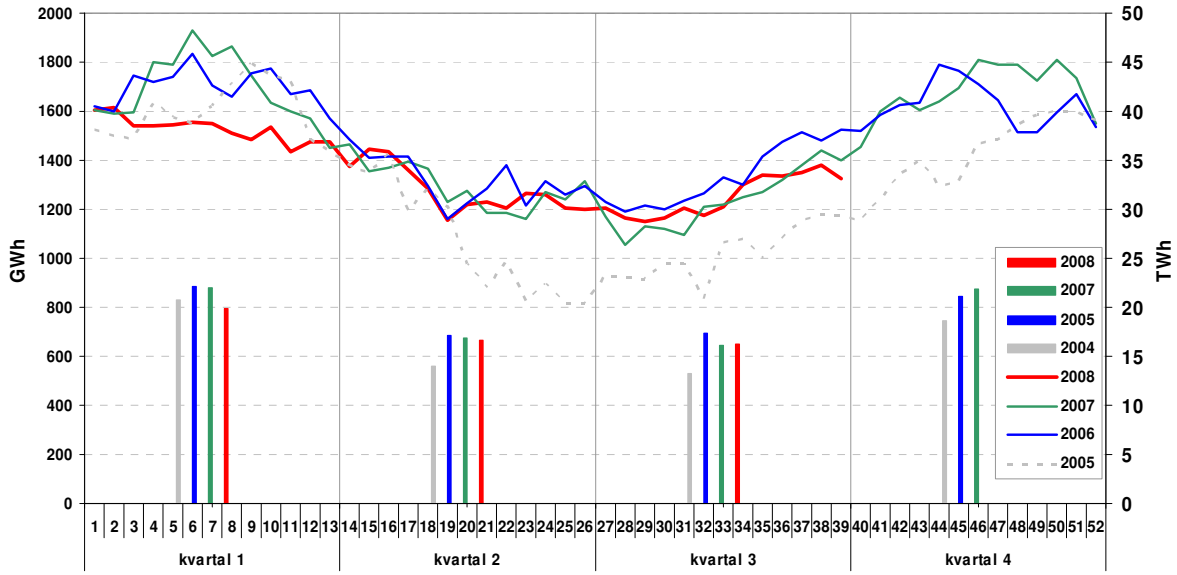
Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



I Finland var kraftproduksjonen i tredje kvartal i år 16,3 TWh. Det er 0,2 TWh mer enn i samme periode i fjor. Det har vært økning i vannkraftproduksjonen, mens det har vært nedgang i kjernekraft og øvrig finsk kraftproduksjon når en sammenligner de to kvartalene. Høyere brenselspriser og kostnader for de finske kullkraftverkene kan ha gitt lavere produksjon i denne typen kraftverk.

Samlet finsk kraftproduksjon er 74,7 i sum for de siste 52 ukene. Det er 1,3 TWh mindre enn i foregående 52 ukers periode. Kjernekraftproduksjonen er som vanlig stabil. Det har vært 2,7 TWh økning i vannkraftproduksjonen, mens produksjonen fra øvrige kraftverk har falt med 3,8 TWh.

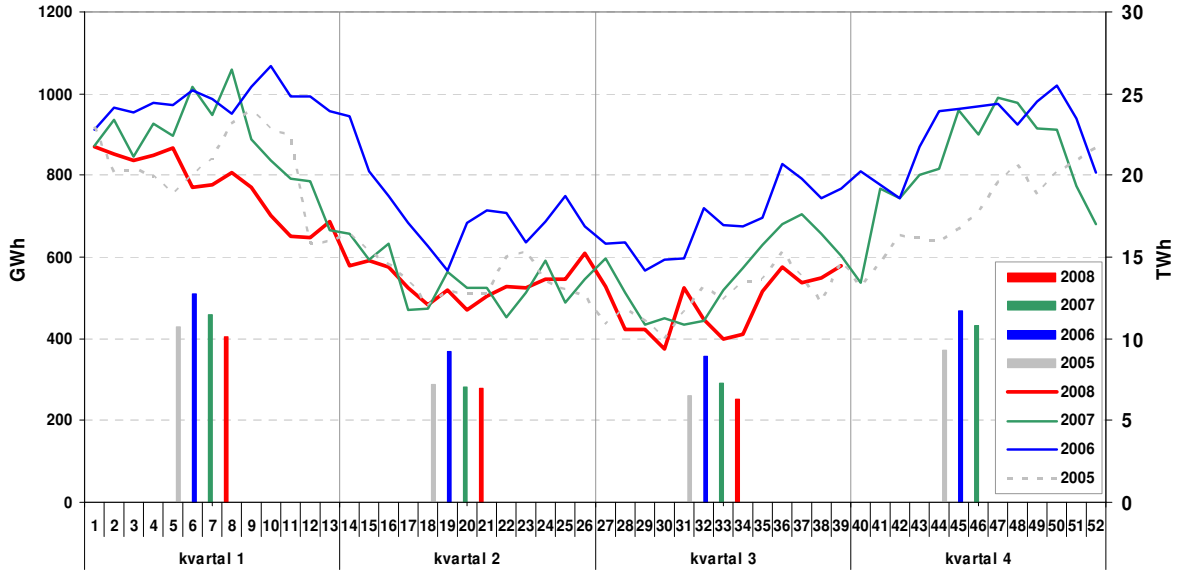
Figur 1.3.7 Finsk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Det ble produsert 6,3 TWh elektrisk kraft i Danmark i tredje kvartal, 4,1 TWh på Jylland og 2,2 TWh på Sjælland. Til sammenligning var den danske kraftproduksjonen 7,2 TWh i samme kvartal i fjor. Lavere vindkraftproduksjon står for 0,6 TWh av nedgangen. Perioder med lav eksportkapasitet fra Danmark til Tyskland har også medvirket til lavere dansk kraftproduksjon.

De siste 52 ukene har det blitt produsert 34,2 TWh elektrisk energi i Danmark. Det er 3,3 TWh lavere enn i foregående 52 ukers periode. Det var størst nedgang på Sjælland, med 2,4 TWh. I de siste 52 ukene har det blitt produsert 5,8 TWh fra vindkraftverk i Danmark. I foregående 52-ukersperiode var vindkraftproduksjonen 7,8 TWh.

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

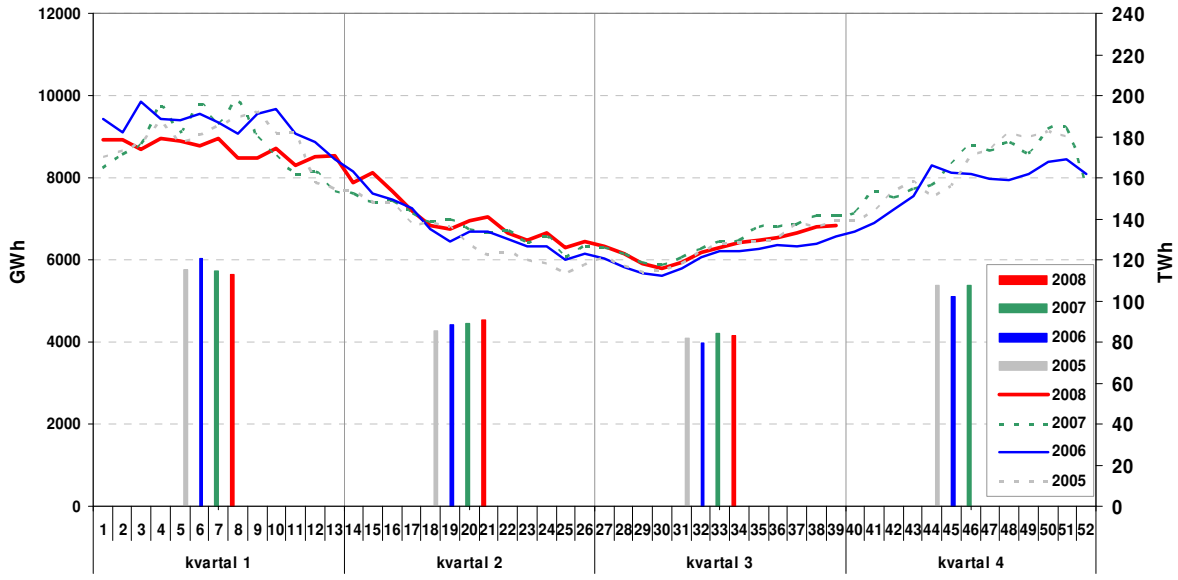


1.4 Forbruk

TWh	3.kv. 2008	Endring fra 3.kv. 2007	Siste 52 uker	Endring fra foregående 52 uker
Norge	26,0	-1,6 %	128,8	3,7 %
Sverige	29,5	-1,9 %	143,2	0,3 %
Finland	19,0	-4,1 %	86,8	-2,5 %
Danmark	8,2	-0,7 %	35,8	0,4 %
Norden	82,7	-2,2 %	394,5	1,0 %

Det samlede nordiske kraftforbruket var 82,7 TWh i tredje kvartal 2008. Det er 1,8 TWh lavere enn i samme kvartal i fjor. Det var nedgang i alle de nordiske landene og nedgangen var høyest i Finland målt i prosent. Med unntak av Danmark, går en betydelig andel av elektrisitetsforbruket i Norden til oppvarming. Kraftforbruket svinger derfor ofte med temperaturen. I Sør- og Midt-Norge, Sverige og Danmark har det vært noe varmere i tredje kvartal i år enn i samme kvartal i fjor. I Finland har det vært kaldere. Lavere forbruk av elektrisitet i papirindustrien bidrar til å forklare nedgangen i Finland.

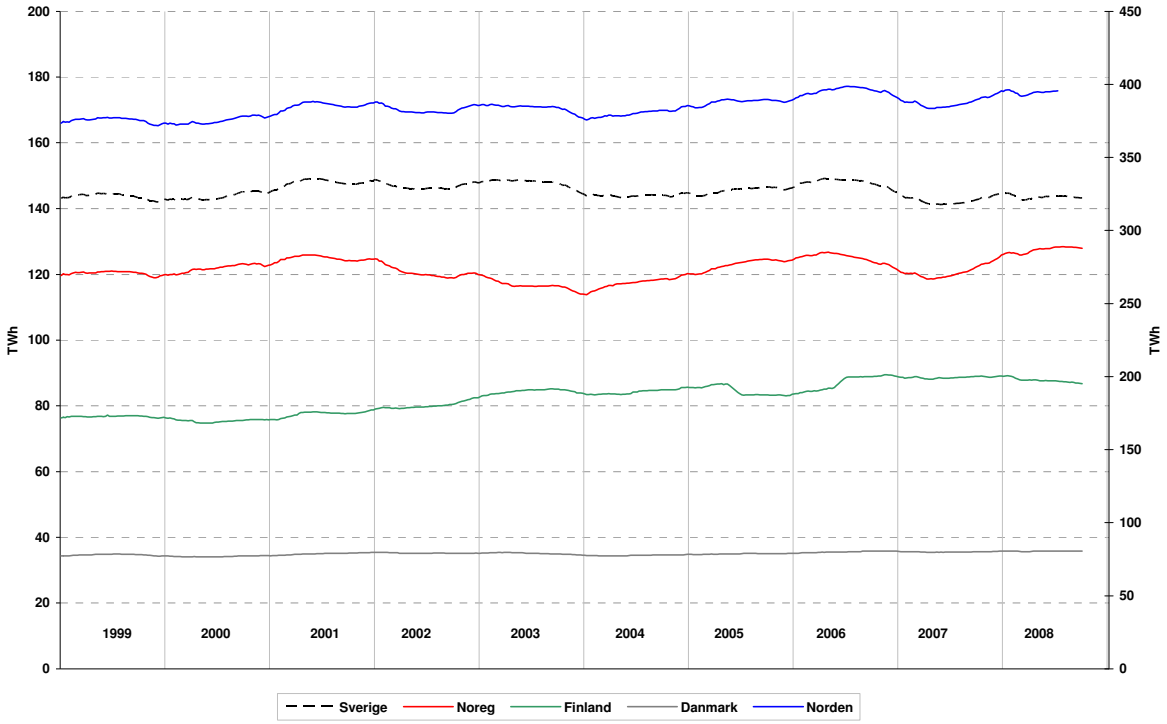
Figur 1.4.1 Samlet nordisk kraftforbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. Samlet nordisk kraftforbruk har vært 394,5 TWh. Det er 3,7 TWh, eller 1 prosent mer enn i foregående 52-ukersperiode. Det er spesielt i Norge at forbruket har økt. Det har også vært noe økning i Sverige og Danmark, mens det har vært nedgang i Finland.

Norge har det klart høyeste kraftforbruket i Norden målt som forbruk pr innbygger, med 27 000 kWh. I Sverige og Finland er tilsvarende tall om lag 16 000 kWh. Det danske kraftforbruk pr innbygger er om lag 7 000 kWh målt i for de siste 52 ukene.

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

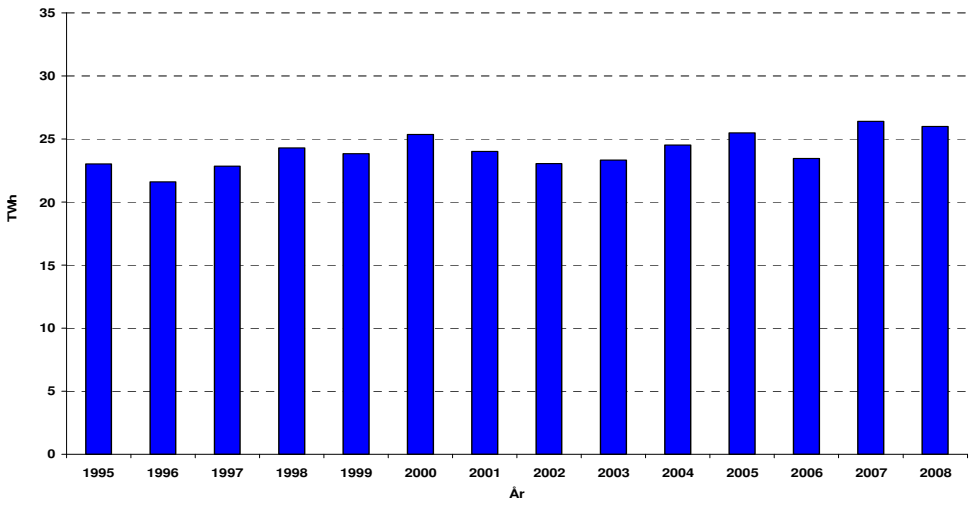


1.4.1 Norge

Fortsatt høyt forbruk

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i tredje kvartal 26,0 TWh mot 26,4 TWh i samme kvartal i fjor. Det er en nedgang på 1,6 prosent. Nedgangen kan forklares ut fra sterk økning i kraftprisene de siste månedene, samt at tredje kvartal 2008 har vært noe varmere enn samme kvartal i fjor. Forbruket i tredje kvartal i år er det nest høyeste noensinne.

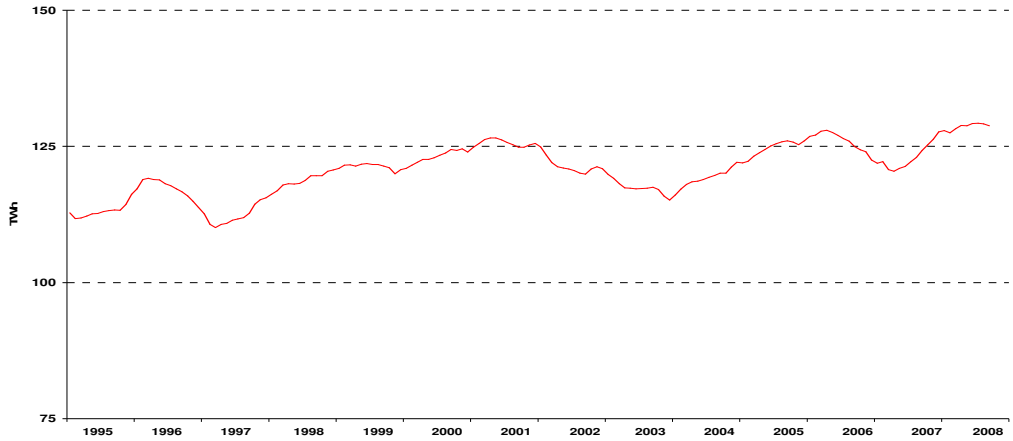
Figur 1.4.3 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i tredje kvartal for perioden 1995-2008, TWh. Kilde: NVE



I årets ni første måneder var elektrisitetsforbruket 93,0 TWh. Det er 1,1 TWh høyere enn i samme periode i 2007, dvs. en økning på 1,2 prosent.

De siste 12 månedene har elektrisitetsforbruket vært 128,8 TWh. Det er en økning på 4,5 TWh eller 3,7 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene er omtrent som midlere årsproduksjon.

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

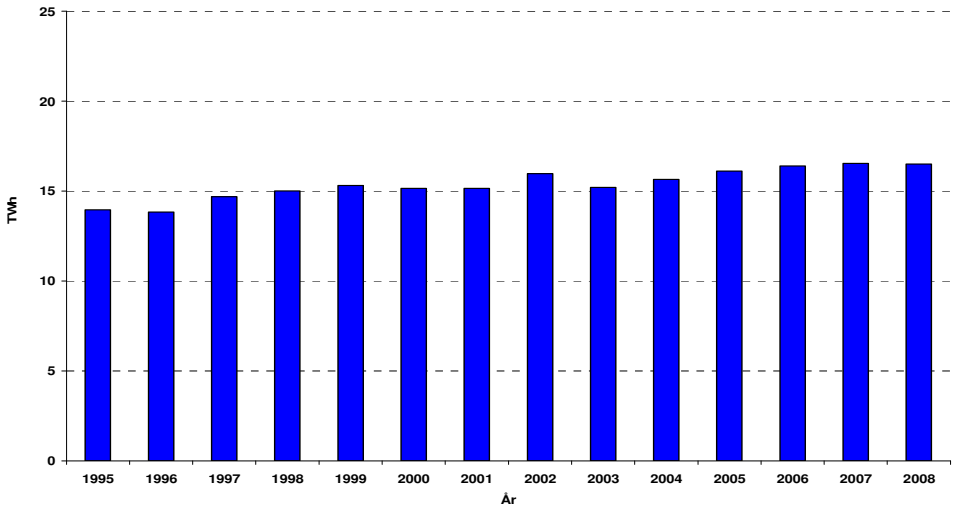


Forbruket har falt siden april 2006, men har steget kraftig fra mai 2007. De siste månedene ser vi en utflating i forbruket. Hovedårsaken til det høye forbruket er at siste 12-månedersperiode har vært noe kaldere enn samme periode året før.

Forbruket i alminnelig forsyning var 16,1 TWh i tredje kvartal i år mot 16,4 TWh i tilsvarende kvartal i 2007. Det er en nedgang på 1,8 prosent. I årets ni første måneder var det en økning på 0,4 prosent og for siste 12-månedersperiode en økning på 3,6 prosent.

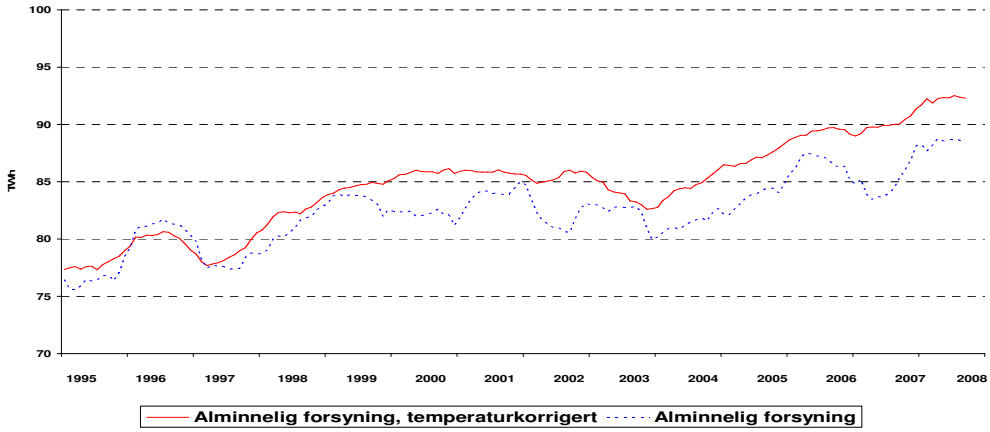
Tredje kvartal i år var litt varmere enn samme kvartal 2007, og også noe varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 16,5 TWh i tredje kvartal eller omtrent det samme som i tilsvarende kvartal i 2007. I årets ni første måneder var det en økning på 1,5 prosent og for siste 12-månedersperiode en økning på 2,5 prosent.

Figur 1.4.5 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, tredje kvartal 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



Figur 1.4.5 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i tredje kvartal stort sett har økt jevnt i hele perioden 1995-2002. Deretter gikk forbruket ned i 2003, før det igjen fortsatte å stige. I 2008 ser vi en utflating i forbruket. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i tredje kvartal 2008 er det nest høyeste som er blitt registrert i dette kvartalet, hårfint lavere enn i samme kvartal 2007.

Figur 1.4.6 Forbruk i alminnelig forsyning, med og uten temperaturkorrigering, sum for de siste 12-måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



Figur 1.4.6 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning de siste 12 måneder er i ferd med å flate ut etter å ha steget fra februar 2007 til juli 2008.

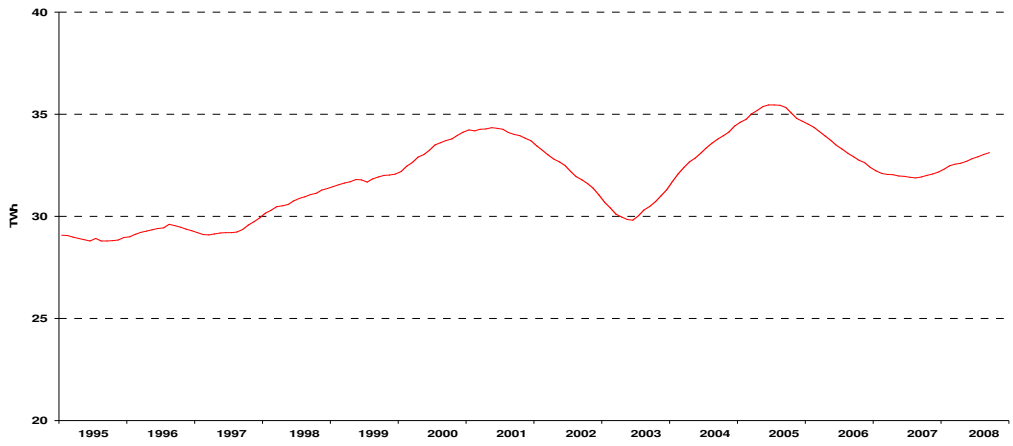
Kraftforbruket i kraftintensiv industri var i sterk vekst fra sommeren 2003 og frem til høsten 2005. Økningen hadde sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i 2003 solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv. Siden høsten 2005 har forbruket i denne sektoren avtatt på grunn av blant annet redusert aktivitet og nedleggelser for deler av industrien

som følge av høye kraftpriser og lave produktpriser. Fra høsten 2007 er det igjen økning i denne forbrukssektoren.

Forbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 3,6 prosent høyere enn i samme periode i 2007 og i årets ni første måneder 4,0 prosent høyere.

De siste 12 månedene har forbruket i kraftintensiv industri vært 33,1 TWh referert kraftstasjon. Det er en økning på 3,7 prosent fra samme periode ett år før.

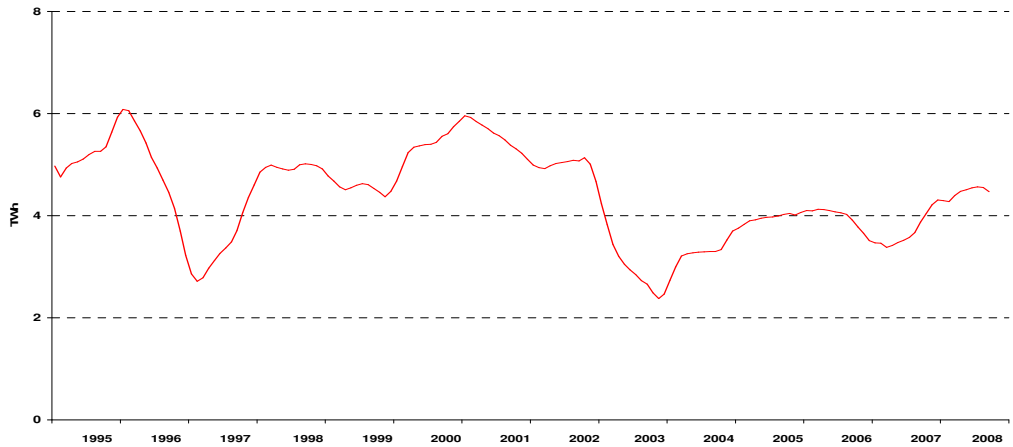
Figur 1.4.7 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12-måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i tredje kvartal 9,4 prosent lavere enn i tilsvarende periode i 2007. I årets ni første måneder var det derimot en økning på 5,5 prosent. De siste 12 månedene har forbruket vært 4,5 TWh som er 15,5 prosent høyere enn i samme periode ett år tidligere. 12-månedersforbruket er om lag 75 prosent av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

I perioden 1995-2008 har kraftprisene variert betydelig, mens oljeprisen har ligget på et høyt nivå de tre siste årene. Fra juni i år har imidlertid kraftprisene steget betydelig, mens oljeprisen har vist en kraftig nedgang i slutten av kvartalet. Dette antas å være hovedgrunnen til nedgangen i kraftforbruket til elektrokjeler i tredje kvartal 2008.

Figur 1.4.8 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for de siste 12 månedene, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



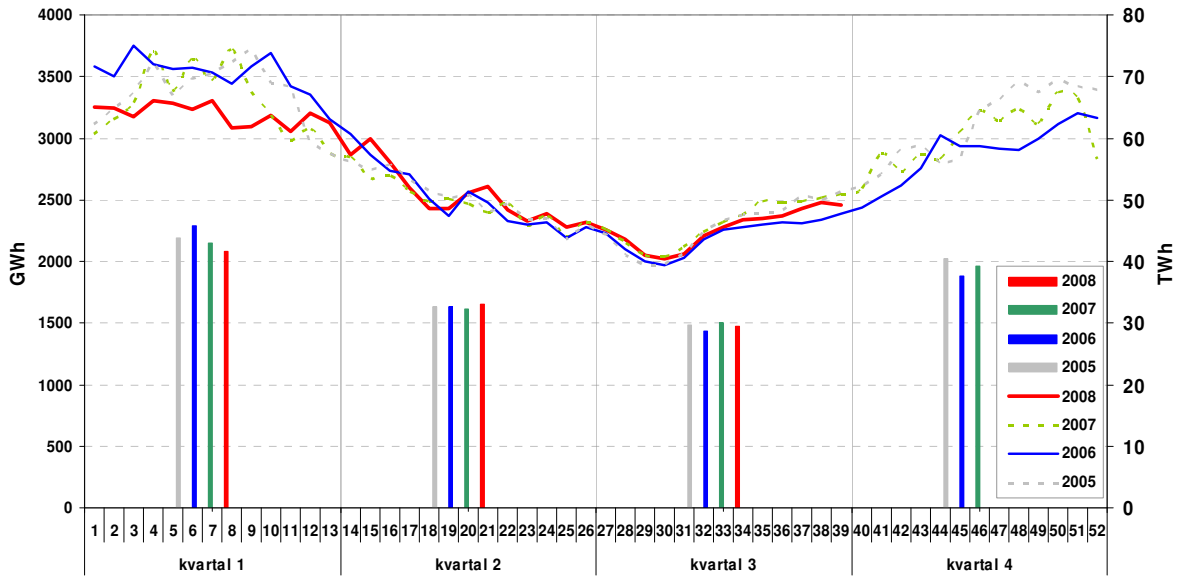
Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1995-2008 er fra rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å kreve en høyere kraftpris for å koble ut enn det som er observert i samme periode.

1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene

Det svenske kraftforbruket var 29,5 TWh i tredje kvartal. Det er 0,6 TWh lavere enn i samme periode i fjor. Gjennomsnittstemperaturen i Stockholm var 16,8 grader i tredje kvartal i år, mens den var 15,7 i tilsvarende kvartal i fjor. Også i Göteborg var det varmere i tredje kvartal i år enn i fjor. Varmere vær forklarer imidlertid ikke all nedgangen. Det svenske kraftforbruket korrigert for temperaturer viser en nedgang på 0,5 TWh. Økningen i kraftprisene fra tredje kvartal i fjor til tredje kvartal i år kan ha medvirket til dette.

Samlet svensk kraftforbruk de siste 52 ukene er 143,2 TWh. I foregående 52-ukersperiode var forbruket 142,8 TWh. Det temperaturkorrigerte forbruket viser en moderat nedgang når en sammenligner de to periodene.

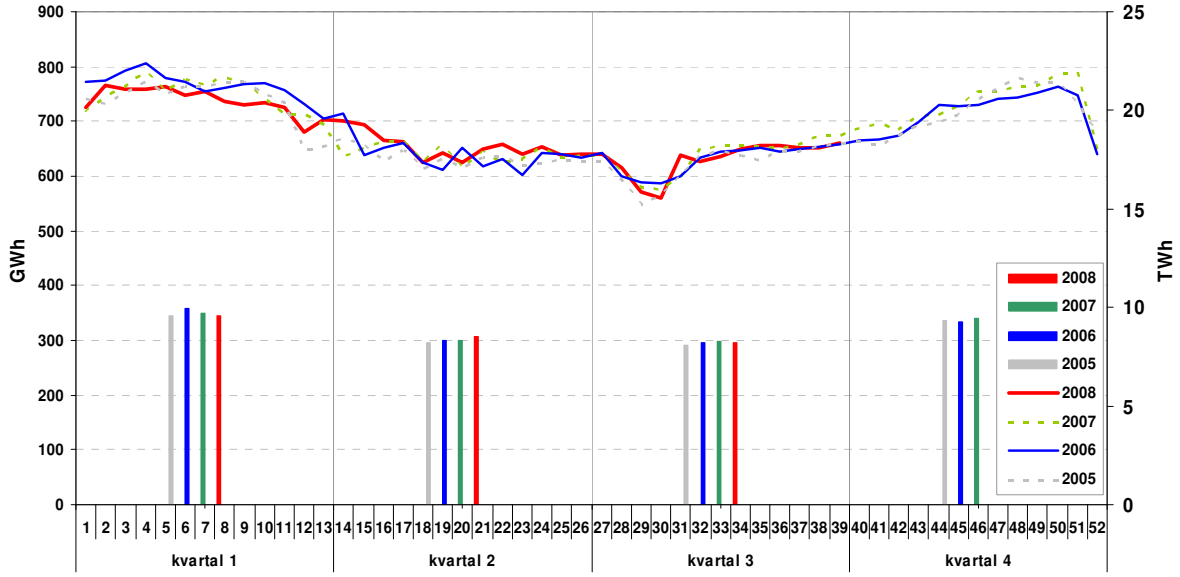
Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Kraftforbruket i Danmark var 8,2 TWh i tredje kvartal i år. Det er 0,1 TWh mindre enn i samme kvartal i fjor. I Danmark brukes elektrisitet i mindre grad til oppvarming enn i de andre nordiske landene. Det gjør at det danske forbruket påvirkes mindre av temperatursvingninger, og at forbruket varierer mindre over året.

Samlet dansk kraftforbruk har vært 35,8 TWh i sum for de siste 52 ukene. Det er 0,2 TWh mer enn i foregående 52-ukersperiode.

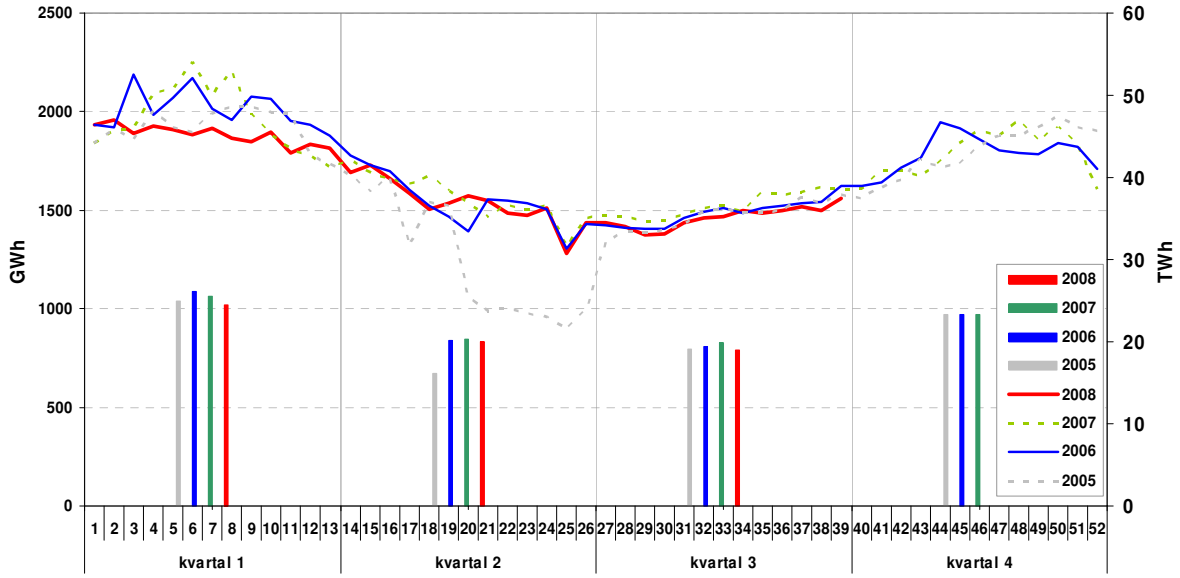
Figur 1.4.10 Dansk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Kraftforbruket i Finland var 19,0 TWh i tredje kvartal. I tilsvarende kvartal i fjor var forbruket 19,8 TWh. Det har altså vært en nedgang på 0,8 TWh de to kvartalene sett opp mot hverandre, til tross for kaldere vær. Store deler av nedgangen kan forklares med lavere produksjon og kraftforbruk i finsk papirindustri.

Det har også vært nedgang i det finske kraftforbruket når en sammenligner de siste 52 ukene med foregående 52-ukersperiode. Kraftforbruket de siste 52 ukene har vært 86,8 TWh, og det gir en nedgang på hele 2,2 TWh. Finland er det eneste landet i Norden som har hatt nedgang i kraftforbruket når en sammenligner disse to periodene.

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



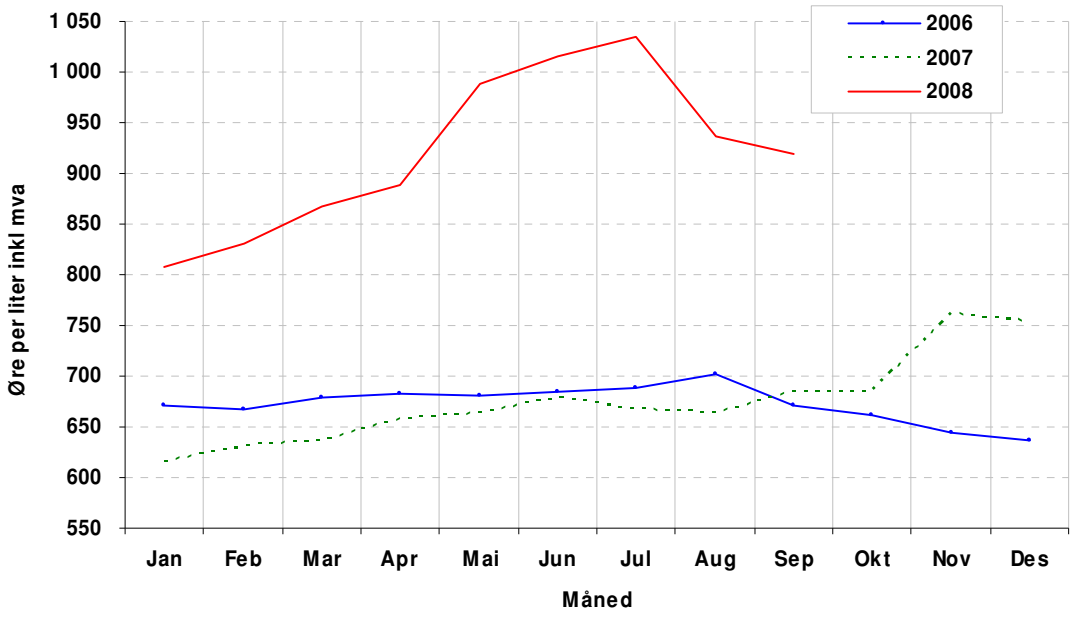
1.5 Andre energibærere i Norge

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 gjennomsnittspris[3] på lett fyringsolje har i tredje kvartal av 2008 vært rundt 43 % høyere enn for tilsvarende periode i fjor. Grafen under viser at prisen steg kraftig i første halvdel av 2008, mens den har sunket noe siden sommeren.

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

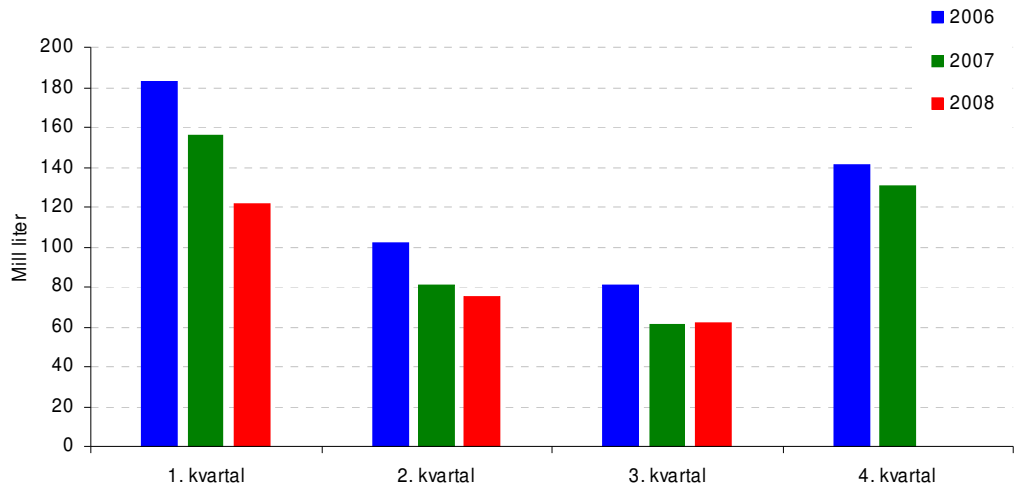


[3] Priser fra Norsk petroleumsinstitutt, som bruker priser SSB samler inn i forbindelse med komsumprisindeksen. For fyringsolje er det levering av olje med standard kvalitet fra oljeselskapene til fem ulike stader i Norge som samles inn. Prisene er medregnet dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittlig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

Figuren under viser at det i tredje kvartal 2008 ble solgt 62 millioner liter lett fyringsolje til de aktuelle sektorene (industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet). Dette er en økning på ca. 2 prosent fra tredje kvartal 2007, men en nedgang på 24 prosent i forhold til tredje kvartal 2006. At salget har sluttet å synke og har stabilisert seg i forhold til samme periode i fjor, kan skyldes at prisen på fyringsolje har sunket siden en pristopp i juli, samt at el-prisen har steget i samme periode. Temperatur har vært høyere enn normalt i 2008, noe som egentlig burde bidra til redusert salg av fyringsolje,

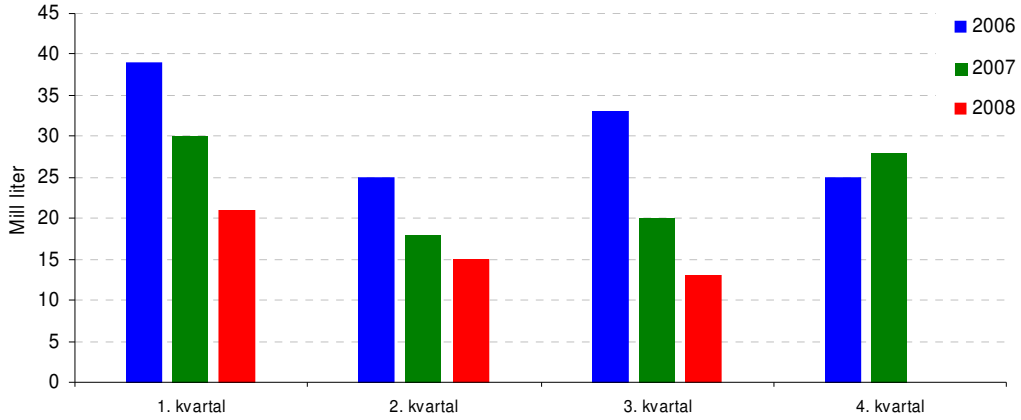
Sektoren bolig og næringsbygg hadde noe reduksjon i forbruket i forhold til samme periode 2007, mens industri hadde en svak økning i forbruket.

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 tredje kvartal 2008 ble det solgt 13 millioner liter fyringsparafin mot 20 millioner liter i tredje kvartal 2007, og 33 millioner i tredje kvartal 2006. Det er en reduksjon på vel 35 prosent i forhold til tilsvarende kvartal i fjor. Salget har javn 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.

Samlet produksjon av pellets og briketter i Norge i 2007 hadde et teoretisk energiinnhold i størrelsesorden 0,4 TWh, og andelen som selges innenlands har et teoretisk energiinnhold på ca 0,35 TWh.

Varmepumper

Se Kvartalsrapport 2/2008 for salg av varmepumper 2007.

Fjernvarme

Se Kvartalsrapport 2/2008 for produksjon og forbruk av fjernvarme 2007.

Gass

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

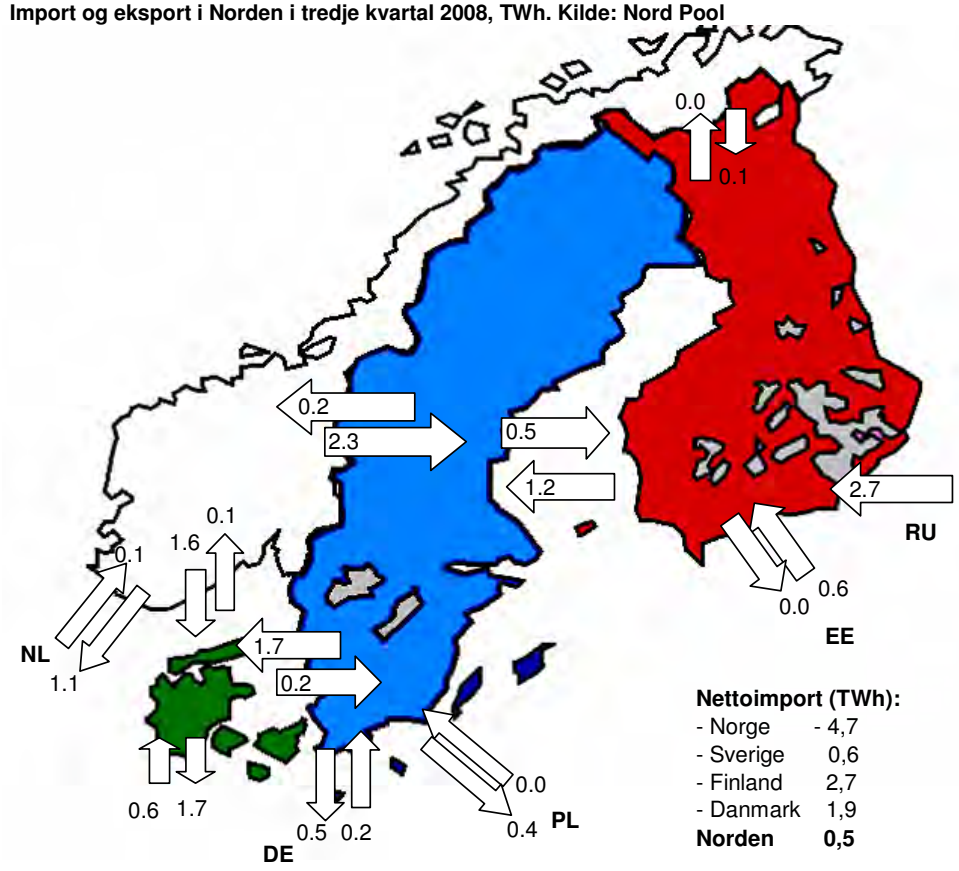
1.6 Kraftutveksling

Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	3. kv. 2008	3. kv. 2007	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	-4,7	-6,9	-11,5	-6,1
Sverige	0,6	1,9	-2,1	-1,8
Finland	2,7	3,7	12,1	12,1
Danmark	1,9	1,0	1,6	-1,9
Norden	0,5	-0,3	0,0	3,3

Det var 0,7 TWh nordisk nettoimport i tredje kvartal i år. I tilsvarende kvartal i fjor var det 0,3 TWh nordisk nettoeksport. I likhet med tredje kvartal i fjor var det bare Norge som hadde nettoeksport. Den samlede importen til Sverige, Finland og Danmark var lavere i tredje kvartal i år enn i fjor. Den norske nettoeksporten i tredje kvartal var imidlertid også betydelig lavere i år enn i fjor, og det bidro til at den nordiske utvekslingen skiftet fra nettoeksport til nettoimport

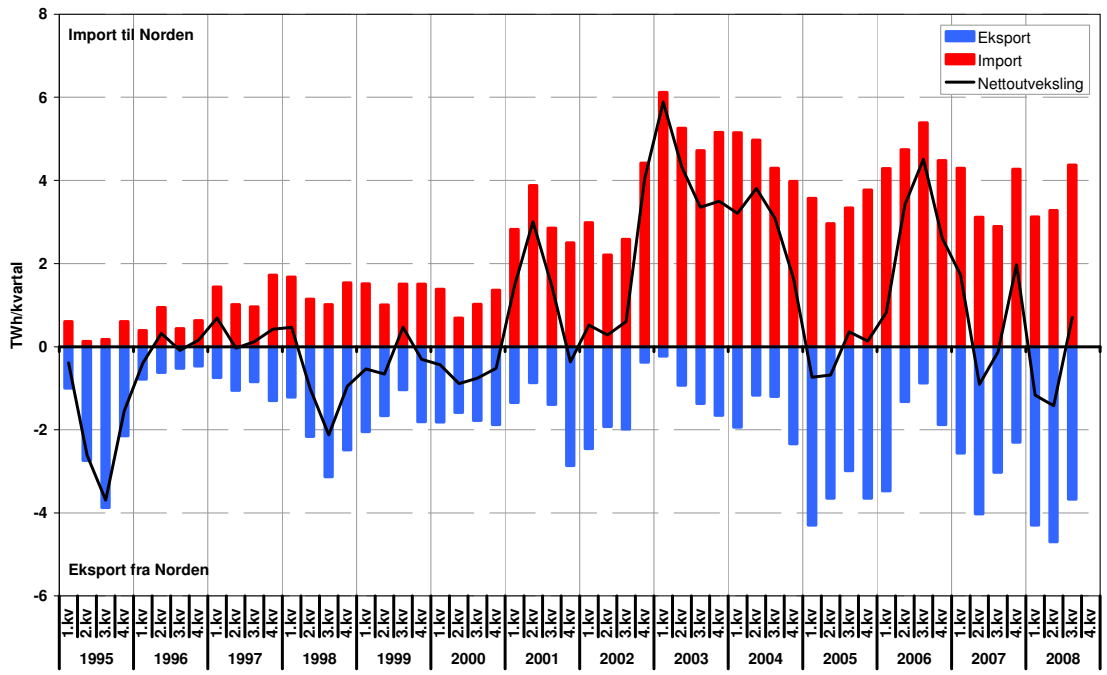
Den nordiske utvekslingen har vært i balanse de siste 52 ukene. I de foregående 52 ukene var det 3,3 TWh nordisk nettoimport. Det har vært en økning i nettoeksporten fra Norge og Sverige som har en stor andel vannkraft. Den finske nettoimporten har vært uendret, mens den danske utvekslingen har gått fra 1,9 TWh nettoeksport i foregående 52 uker til 1,6 TWh nettoimport de siste 52 ukene.

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



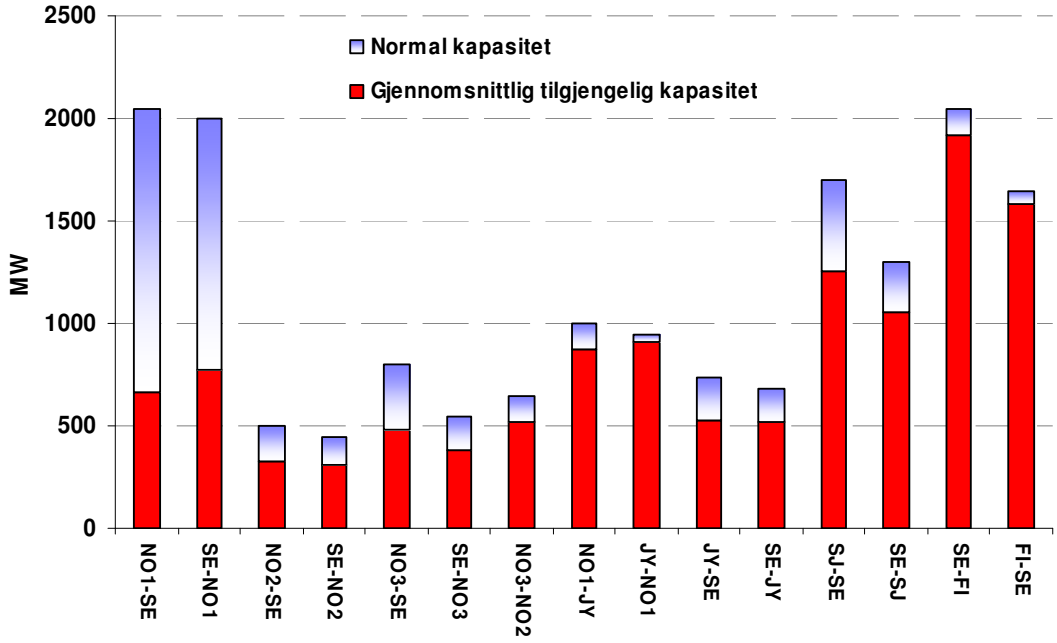
Det var 3,3 TWh samlet nordisk import fra Estland og Russland i tredje kvartal. Det er 0,5 TWh mer enn i samme kvartal i fjor. Som i kvartalet før har det for det meste vært nordisk eksport til Polen. Det har vært redusert kapasitet på forbindelsen mellom Polen og Sverige i tredje kvartal. Kapasitetsreduksjonene har hovedsakelig vært fra Polen til Sverige. I denne retningen har kapasiteten vært redusert fra 600 MW til 100 eller 0 MW hele kvartalet. Den samlede nordiske nettoeksporten til Tyskland var 1,4 TWh i tredje kvartal. Forbindelsene fra Danmark til Tyskland har betydelig høyere kapasitet enn forbindelsen fra Sverige til Tyskland, og over tre firedeler av den nordiske nettoeksporten til Tyskland var fra Danmark. NorNed-kabelen har vært i kommersiell drift siden begynnelsen av mai. Kabelen ble hovedsakelig benyttet til eksport frem til slutten av første kvartal. Utover i tredje kvartal ble det importert mer elektrisk kraft fra Nederland. Totalt var det 0,1 TWh import fra Nederland. Det gir 1,0 TWh nordisk nettoeksport til Nederland i tredje kvartal. Importen foregikk hovedsakelig nattestid, mens det fortsatt var full eksport til Nederland om dagen.

Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport, 1999-2007. TWh. Kilde: Nord Pool



I likhet med andre kvartal har det vært kapasitetsbegrensninger på flere av overføringsforbindelsene i Norden i tredje kvartal. Forbindelsen mellom Sør-Norge og Sverige ble i hovedsak benyttet til norsk eksport i tredje kvartal, men i gjennomsnitt var kun en tredel av den maksimale kapasiteten tilgjengelig for norsk eksport. Det er noe mer enn foregående kvartal, men det har likevel dempet eksporten fra Sør-Norge til Sverige betydelig. Det har vært redusert kapasitet mellom Sør-Norge og Sverige siden slutten av mars i år som følge av feil på kabler over Oslofjorden. Det er ikke ventet normal kapasitet igjen før i midten av januar. Skagerak-3 kabelen mellom Sør-Norge og Danmark var tilbake i drift i uke 28 etter å ha vært ute siden høsten 2007. Dette har bidratt til at i underkant av 90 prosent av full kapasitet har vært tilgjengelig mellom Norge og Danmark i gjennomsnitt for tredje kvartal. Mellom Sverige og Danmark har overføringskapasiteten vært noe mer begrenset i tredje kvartal enn i andre kvartal.

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



1.6.1 Norge

Den samlede norske nettoeksporten utgjorde 4,7 TWh i tredje kvartal. Sammenliknet med tredje kvartal i fjor var den norske nettoeksporten 2,2 TWh lavere i år. Det var rekordhøy norsk vannkraftproduksjon og nettoeksport i tredje kvartal i fjor. Den norske nettoeksporten i tredje kvartal i år var også høy sammenlignet med tidligere år. Det er kun tre tidligere år med høyere norsk nettoeksport i tilsvarende kvartal.

Hoveddelen av den norske nettoeksporten gikk til Sverige. Samlet var det 2,1 TWh norsk nettoeksport til Sverige i tredje kvartal. Det er 3,1 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Dette må ses i sammenheng med den begrensede eksportkapasiteten fra Sør-Norge til Sverige i år. Sør-Norge sto for 1,4 TWh av den norske nettoeksporten. I tredje kvartal i fjor var det 3,8 TWh nettoeksport fra Sør-Norge til Sverige. Fra Midt- og Nord-Norge var det 0,3 og 0,4 TWh nettoeksport til Sverige i siste kvartal. Det er litt mer enn halvparten av nettoeksporten i tilsvarende kvartal i fjor. Det var også noe mer begrensninger i utvekslingskapasiteten mellom Sverige og Nord-Norge sammenliknet med samme kvartal i fjor. Den norske nettoeksporten til Danmark var 1,5 TWh i tredje kvartal. Eksporten til Danmark var like høy som i fjor, men det var noe mer norsk import fra Danmark i tredje kvartal i år sammenliknet med tredje kvartal i fjor.

1.6.2 Andre nordiske land

Det var 1,3 TWh mindre svensk nettoimport i tredje kvartal i år sammenlignet med tredje kvartal i fjor. Det gir en samlet svensk nettoimport på 0,6 TWh i siste kvartal. Nedgangen i importen var først og fremst fra Norge, men en del av denne nedgangen ble utlignet av mer import fra Finland. Det var 0,7 TWh svensk nettoimport fra Finland i tredje kvartal i år. I tredje kvartal i fjor var det 1,3 TWh svensk nettoeksport til Finland. Mens det var svensk nettoeksport i første halvdel av siste kvartal var det høy finsk nettoeksport til Sverige i den siste halvdelen av kvartalet. Dette har sammenheng med redusert produksjonskapasitet ved flere svenske kjernekraftverk som følge av årlig vedlikehold i denne perioden. Den samlede svenske eksporten til Tyskland og Polen økte med 0,3 TWh, mens den svenske importen fra disse landene var uendret sammenlignet med samme kvartal i fjor.

Det var 1,9 TWh samlet dansk nettoimport i tredje kvartal i år. I tilsvarende kvartal i fjor var det 1,0 TWh dansk nettoimport. Det var kun små endringer i den danske nettoimporten fra Norge, mens den danske nettoimporten fra Sverige økte sammenlignet med tredje kvartal i fjor. Fra Sverige var det 1,5 TWh dansk nettoimport. Det er 0,3 TWh mer enn i tilsvarende kvartal i fjor. Det har vært oppgang i den danske nettoimporten på tross av redusert overføringskapasitet mellom Sverige og Danmark i store deler av august. Den danske nettoeksporten til Tyskland utgjorde 1,1 TWh i tredje kvartal i år. Det er 0,6 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor.

I løpet av tredje kvartal ble det importert 2,7 TWh fra Russland til Finland. Den finske importen fra Russland har vært stabil opp mot kapasitetsgrensen stort sett gjennom hele kvartalet. I tilsvarende kvartal i fjor var den finske importen fra Russland 0,8 TWh lavere. Dette skyldes at overføringskapasiteten fra Russland var redusert med 200 MW i andre halvdel av 2007. Den finske importen fra Estland var 0,6 TWh i tredje kvartal. Det er 0,3 TWh mer enn i samme kvartal i fjor. Totalt var den finske nettoimporten 2,7 TWh. Det er 1,0 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Det er økningen i eksporten til Sverige som har bidratt til nedgangen i den finske nettoimporten.

1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.7.1 Spotmarkedet

Elspotpriser kr/MWh	3. kv. 2008	Endring fra 3.kv. 2007	Endring fra 2.kv. 2008	Siste 12 mnd.	Endring fra foregående 12 mnd.
Sør-Norge (NO1)	398	318 %	133 %	296	37 %
Midt-Norge (NO2)	519	166 %	40 %	385	56 %
Nord-Norge (NO3)	482	147 %	27 %	375	52 %
Sverige	527	146 %	44 %	386	56 %
Finland	527	146 %	44 %	384	56 %
Sjælland (DK2)	553	133 %	25 %	422	64 %
Jylland (DK1)	561	149 %	22 %	435	76 %
Tyskland (EEX)	590	141 %	15 %	506	63 %

Den gjennomsnittlige kraftprisen økte i alle elspotområdene fra andre til tredje kvartal i år. Økningen var størst i Sør-Norge, hvor prisen mer enn fordoblet seg fra 171 kr/MWh i andre kvartal til 398 kr/MWh i tredje kvartal. Den store prisveksten har sammenheng med økt overføringskapasitet ut av Sør-Norge i tredje kvartal, og lavere tilsig som følge av lite nedbør.

I de andre elspotområdene var det også til dels sterk prisvekst, men likevel mer moderat enn i Sør-Norge. I Midt-Norge økte prisen med 148 kroner til 519 kr/MWh. Det er en økning på 40 prosent. I Nord-Norge økte prisen med 27 prosent til 482 kr/MWh fra andre til tredje kvartal. I tillegg til lavere tilsig i tredje enn i andre kvartal, har høye priser i Sverige virket inn på prisen i Midt- og Nord-Norge gjennom kraftutvekslingen. Mens prisen i andre kvartal i snitt var ti kroner høyere i Nord-Norge enn i Midt-Norge, var den i tredje kvartal var 37 kroner lavere i Nord-Norge enn i Midt-Norge.

Også med hensyn til tredje kvartal i 2007 var det Sør-Norge som hadde den største prosentvise prisoppgangen. Prisen i Sør-Norge økte med 318 prosent fra tredje kvartal i fjor til tredje kvartal i år. I Midt- og Nord-Norge økte prisen med henholdsvis 166 og 147 prosent. Lavere vannkraftproduksjon i tredje kvartal i år enn i fjor har bidratt til prisveksten i Norge. På Jylland økte prisen med 336 kr/MWh til 561 kr/MWh. Det var den høyeste absolutte prisveksten i noe elspotområde. Prisveksten på Jylland har sammenheng med lavere import av vannkraft og høyere brensels- og CO_2-kostnader for termiske kraftverk i tredje kvartal i år.

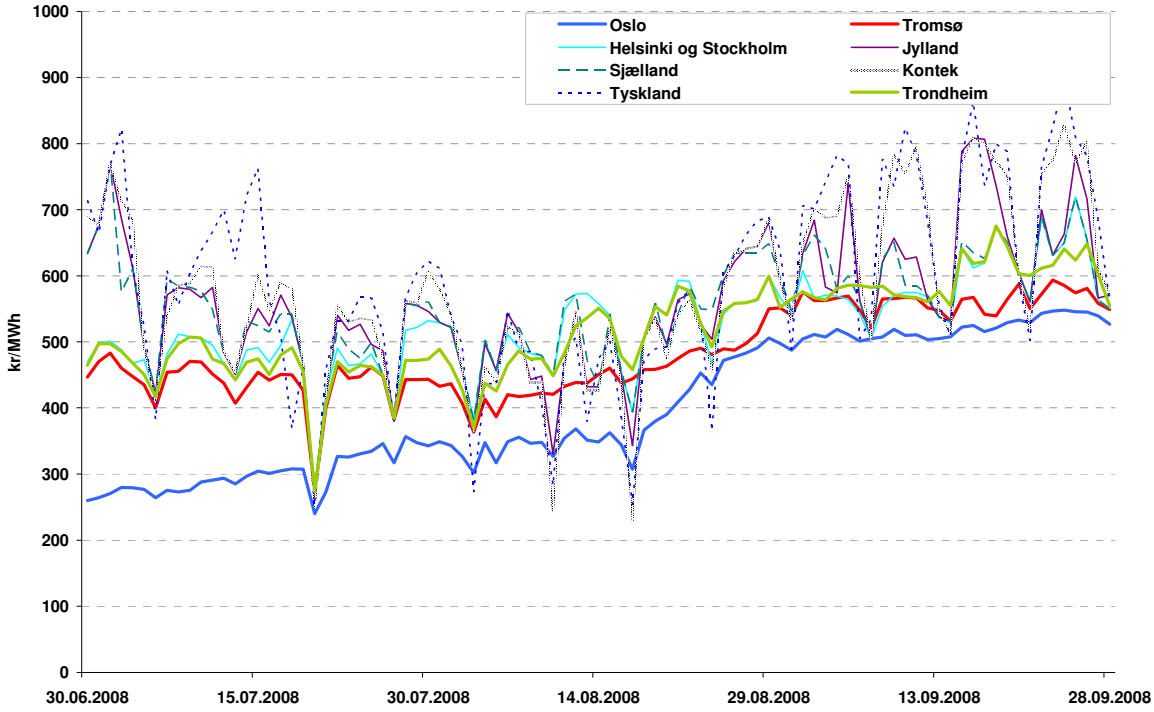
På den tyske kraftbørsen EEX var kvartalsprisen 590 kr/MWh i tredje kvartal. Det er høyere enn i noe nordisk elspotområde, og det tilsvarer en vekst på 15 prosent fra andre kvartal i år og 141 prosent fra tredje kvartal i fjor. Også her har høye priser på fossile brensler og CO_2 bidratt til den høye prisen.

Også den gjennomsnittlige kraftprisen de siste tolv månedene har økt i alle elspotområder sammenlignet med de foregående tolv månedene. I Sør-Norge har snittprisen økt med 37 prosent til 296 kr/MWh. I Midt- og Nord-Norge, Sverige og Finland har prisøkningen vært over 50 prosent.

Kraftprisen i Sør-Norge lå under de øvrige elspotområdene i de fleste timene av tredje kvartal. Likevel viser figur 1.7.1 at prisen i Sør-Norge steg jevnt gjennom kvartalet. Mens gjennomsnittsprisen i juli var 300 kr/MWh, var den 341 kr/MWh i august og 525 kr/MWh i september. Mens overføringskapasiteten fra Sør-Norge til Sverige fortsatt var redusert i tredje kvartal, var Skagerak 3-kabelen mellom Norge og Danmark tilbake i uke 28. Det økte eksportmulighetene for norsk vannkraft i tredje kvartal, og det har bidratt til at kraftprisen i Sør-Norge har nærmet seg prisene i de andre elspotområdene. På kvartalets første dag var prisen i Midt- og Nord-Norge henholdsvis 205 og 187 kroner høyere enn i Sør-Norge, men på kvartalets siste dag var forskjellen redusert til henholdsvis 28 og 22 kr/MWh.

Kontek-området hadde den laveste døgnprisen i noe elspotområde i tredje kvartal med 229 kr/MWh søndag 17. august. Samme elspotområde hadde også den høyeste døgnprisen med 828 kr/MWh onsdag 24. september. Ikke uventet var også forskjellen mellom høyeste og laveste pris stor i Danmark, hvor kraftproduksjonen er basert på fossile brensler og vindkraft. Den laveste døgnprisen i Norge var 240 kr/MWh i Sør-Norge søndag 20. juli, mens den høyeste var 675 kr/MWh i Midt-Norge torsdag 18. september.

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

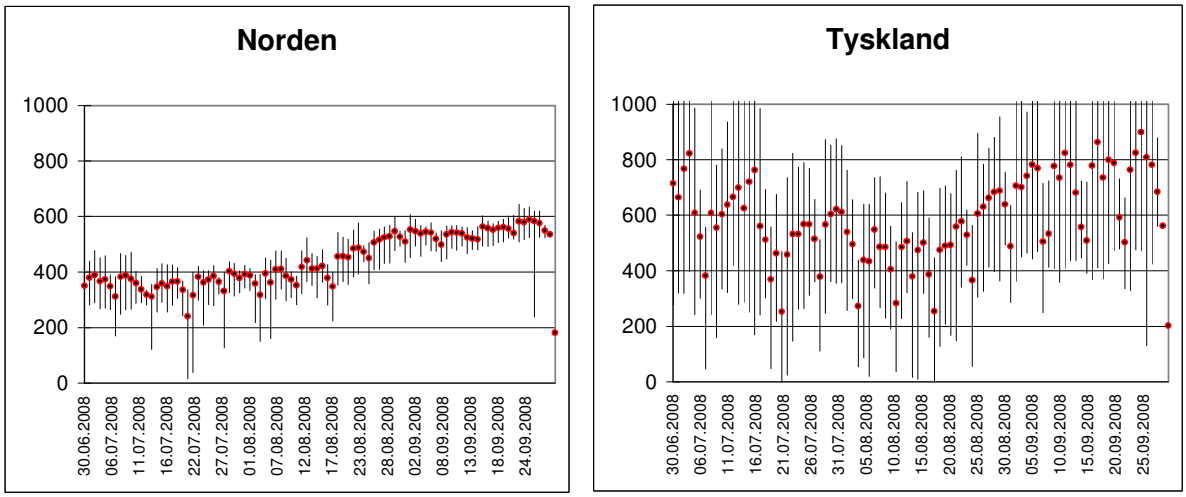


I likhet med tidligere kvartal viste den tyske kraftprisen ved EEX større variasjon gjennom døgnet enn den nordiske systemprisen i tredje kvartal. Den nordiske kraftproduksjonen er dominert av vannkraft. Denne produksjonen er billig å regulere, og følger derfor i høy grad forbruket. Den gjennomsnittlige døgnvariasjonen i den nordiske systemprisen var 138 kr/MWh. Det er 53 kroner mindre enn i andre kvartal i år, men 35 kroner høyere enn i tredje kvartal i fjor.

I Tyskland var den gjennomsnittlige døgnvariasjonen 611 kr/MWh i tredje kvartal. Det er 201 kroner mer enn i andre kvartal. I det tyske kraftmarkedet dominerer termisk produksjon, men det er også et betydelig innslag av vindkraft. Fordi termisk produksjon er dyrere å regulere enn

vannkraft vil prisene variere mer over døgnet i Tyskland enn i Norden. Prisene er typisk høyere på dagtid når etterspørselen er høy og lavere om natten når etterspørselen er lav. Prisforskjellene mellom dag og natt øker dersom det blåser om natten og ikke om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høy når etterspørselen er lav og omvendt.

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



Den gode hydrologiske situasjonen og den reduserte eksportkapasiteten ut av Sør-Norge ved inngangen til tredje kvartal bidro til at prisen i Sør-Norge var lavere enn i samtlige øvrige elspotområder i 79 prosent av timene i kvartalet. I andre kvartal var dette tilfelle i 93 prosent av tiden. Økende priser i Sør-Norge gjennom kvartalet bidro til at prisen i enkelte timer var lavere i Danmark og i Kontek-området. Prisen i Sør-Norge var likevel aldri høyere enn prisen i Midt- og Nord-Norge, Sverige og Finland i tredje kvartal.

Kraftprisen i Nord-Norge var lavere enn prisen i Midt-Norge, Sverige og Finland langt oftere i tredje kvartal enn i andre kvartal. I nesten 60 prosent av tiden var prisen lavere i Nord-Norge enn i Sverige og Finland, mens den var lavere enn i Midt-Norge i 64 prosent av tiden. I andre kvartal var prisen i Nord-Norge lavere enn prisen i Midt-Norge og Sverige og Finland i henholdsvis 11 og 12 prosent av tiden. Prisen i Midt-Norge var aldri lavere enn i Nord-Norge i tredje kvartal. Noe lavere eksportkapasitet ut av Nord-Norge i tredje kvartal og maksimal utnyttelse av den tilgjengelige eksportkapasiteten ut av Nord-Norge over halvparten av timene bidrar til å forklare prisforskjellene.

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

3. kvartal 2008		Lavest elspot-pris							
		NO1	NO2	NO3	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	Kontek
Høyest elspot-pris	NO1		0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	4,6 %	1,3 %	11,5 %
	NO2	91,8 %		64,2 %	15,3 %	15,7 %	24,0 %	14,7 %	24,3 %
	NO3	91,1 %	0,0 %		4,6 %	4,8 %	15,7 %	6,0 %	18,1 %
	Sverige	87,0 %	30,6 %	59,6 %		0,7 %	14,7 %	1,9 %	17,9 %
	Finland	87,0 %	30,5 %	59,5 %	0,2 %		14,7 %	1,9 %	17,9 %
	Jylland	80,6 %	52,3 %	63,6 %	38,0 %	38,1 %		18,5 %	10,6 %
	Sjælland	85,7 %	47,9 %	63,7 %	31,5 %	31,8 %	21,9 %		17,8 %
	Kontek	80,0 %	54,4 %	64,6 %	45,5 %	45,6 %	22,0 %	27,8 %	

1.7.2 Terminmarkedet

Nedgang i terminmarkedet

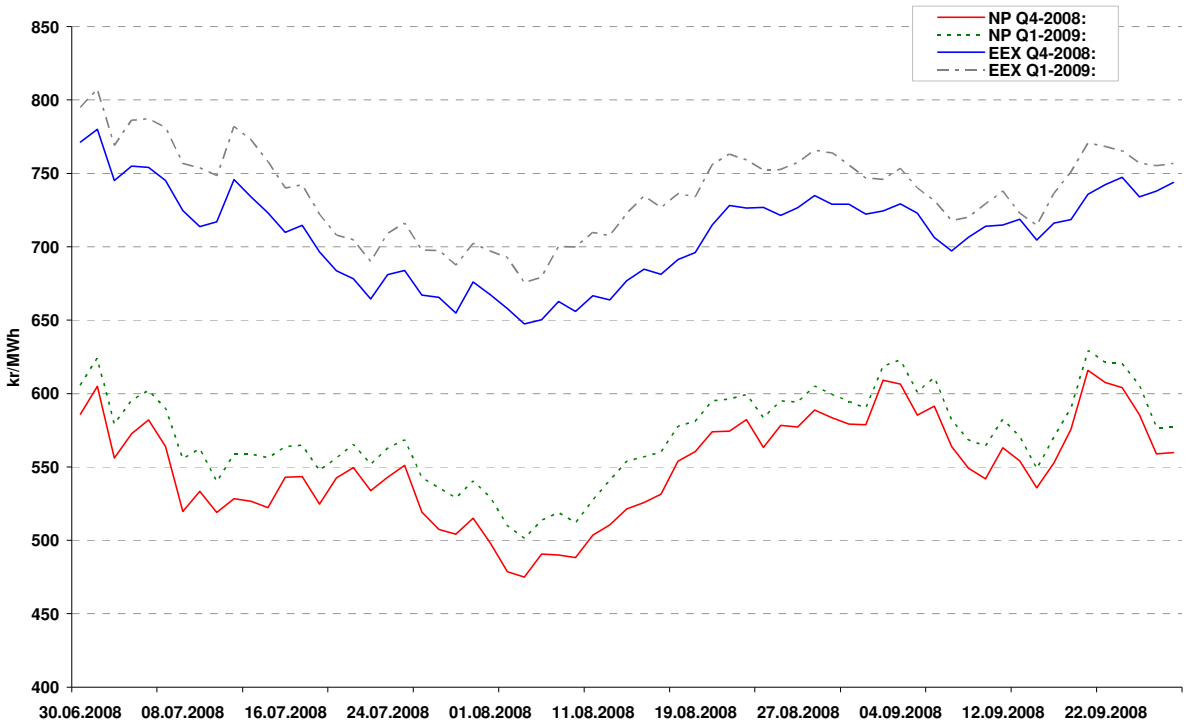
Fjerdekvartalskontrakten for 2008 og førstekvartalskontrakten for 2009 på Nord Pool endte på 560 og 577 kr/MWh på siste handelsdag i tredje kvartal fredag 26. september. Dette innebærer en nedgang på 26 og 29 kr/MWh siden siste handelsdag i andre kvartal mandag 30. juni. Den 5. august var kontraktene på sitt laveste gjennom kvartalet. De var da nede i 475 og 501 kr/MWh. Den 19. september var de på sitt høyeste, 616 og 629 kr/MWh. Gjennomsnittsprisen for fjerdekvartalskontrakten for 2008 og førstekvartalskontrakten for 2009 var 550 og 572 kr/MWh i tredje kvartal.

Ved utgangen av tredjekvartal, fredag 26. september, var prisen på fjerdekvartalskontrakten for 2008 og førstekvartalskontrakten for 2009 på den tyske kraftbørsen EEX 744 og 757 kr/MWh. Kontraktene gikk ned med 28 og 38 kr/Mwh fra kvartalets første handelsdag. Gjennomsnittsprisen var 709 og 738 kr/MWh.

Nedgangen i terminprisene i løpet av kvartalet skyldes blant annet nedgang i brenselsprisene.

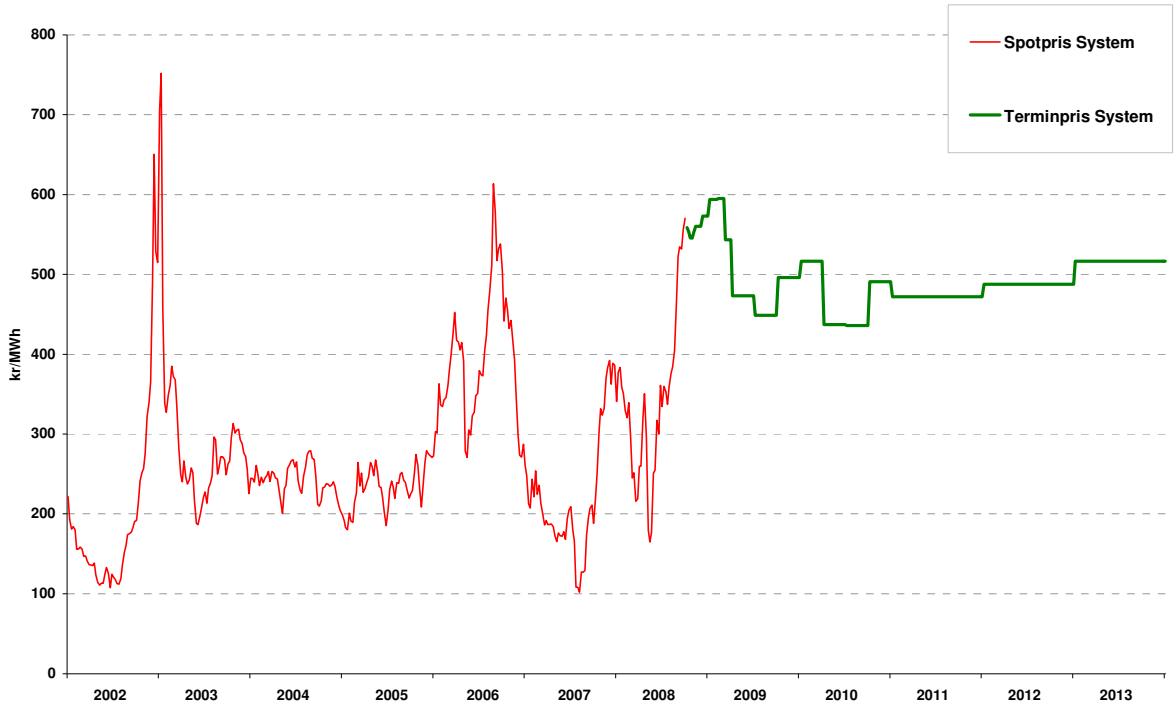
Figur 1.7.3 viser utviklingen i prisen på fjerdekvartalskontraktene for 2008 og førstekvartalskontraktene for 2009 på kraftbørsene Nord Pool og EEX gjennom tredjekvartal 2008.

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



I perioden juli 2008 og ut 2013 varierte terminkontraktene på Nord Pool fra 436 kr/MWh for tredjekvartalskontrakten i 2010 til 595 kr/MWh for kontrakten for februar 2009.

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



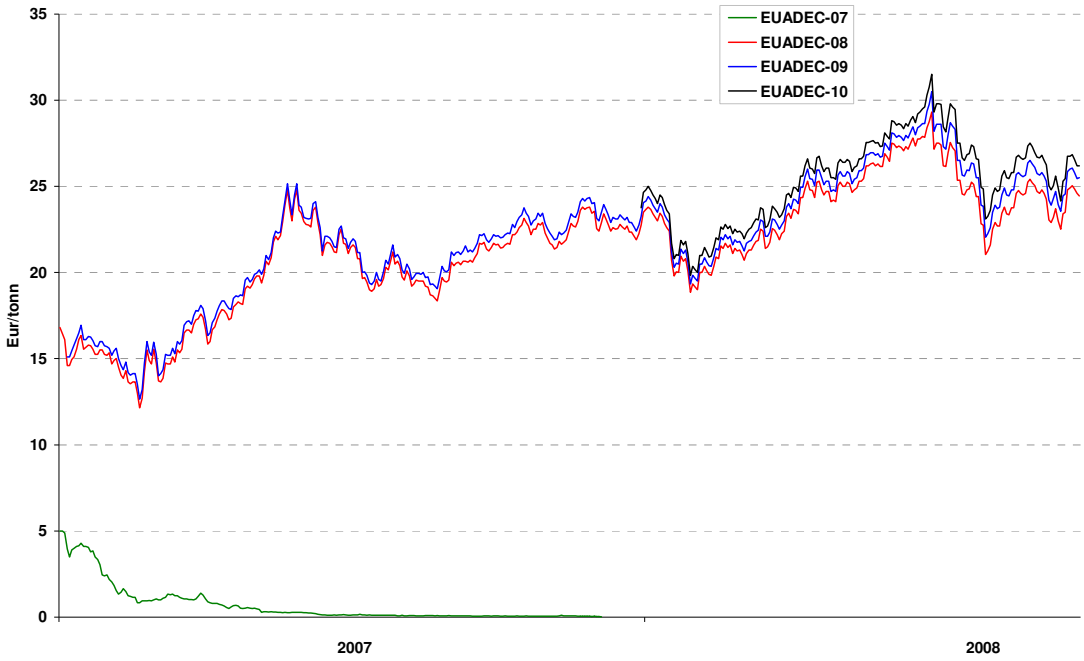
Pris på CO_2-utslippsretter, kull og gass

Prisen på utslippstillatelser for CO_2 for 2008, 2009 og 2010 gikk ned med 4-5 euro/tonn fra kvartalets første til kvartalets siste handelsdag. Den 26. september var prisen på 2008-, 2009- og 2010-kontrakten 26 euro/tonn.

I tredje kvartal var gjennomsnittsprisen for utslipp i 2008 var 25 euro/tonn CO_2. Snittprisen var 26 og 27 euro/tonn CO_2 for årene 2009 og 2010.

I tredje kvartal 2008 var gjennomsnittsprisen på utslippsretter for CO_2 25 euro/tonn for 2008, ned 1 euro fra kvartalet før. Gjennomsnittsprisen på kontraktene for 2009 og 2010 var 26 og 27 euro/tonn CO_2. Til sammenligning var snittprisen på 2009- og 2010-kontrakten 27 euro/tonn i andre kvartal.

Figur 1.7.5 Prisutvikling på utslippstillatelser for CO_2 i EU ETS, Euro/tonn. Kilde: Nord Pool Spot



Gassprisene i Nord-Europa er en av mange prisdrivere i det nordiske kraftmarkedet. Prisen på gass bestemmes av tilbud og etterspørsel (dominerende for kortsiktige kontrakter) etter gass samt oljeprisen (dominerende for langsiktige kontrakter). I Storbritannia domineres gasshandelen av kortsiktige priser, mens på kontinentet domineres gasshandelen av langsiktige kontrakter og indeksering mot oljepris.

Det er flere handelsplasser for gass i Nord-Europa, og de største er National Balancing Point NBP i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility TTF, i Nederland. Gassrøret fra Bacton i Storbritannia til Zeebrugge i Belgia, *Interconnector,* bidrar til at prisene på kortsiktige kontrakter i Storbritannia og i resten av Europa ofte er korrelert og i perioder tilnærmet like. Dette betyr imidlertid ikke at gassprisene som store forbrukere på kontinentet betaler er korrelert eller like med børsprisene for naturgass.

I tredje kvartal 2008 var den gjennomsnittlige prisen på fjerdekvartalskontrakten for gass i Storbritannia 313 øre pr. standard kubikkmeter (Sm^3). Til sammenligning var prisen på kontrakten 227 øre/Sm^3 i andre kvartal. Prisen på samme type kontrakt for gass i Belgia og Nederland var 312 og 286 øre/Sm^3, opp 83 og 65 øre fra kvartalet før.

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 tredje kvartal 2008 gitt en brenselskostnad på 569 kr/MWh. Dette er 161 kr/MWh mer enn i andre kvartal.

Figur 1.7.6 viser utviklingen i prisene på "Front Quarter"-kontraktene på gass i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) fra 2006 og ut tredjekvartal 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

I tredje kvartal 2008 var gjennomsnittsprisen på kull for fjerdekvartal ("Front Quarter") 189 $/tonn. Dette er en økning på 31 $/tonn fra andre kvartal 2008. I kvartalets første uke var snittprisen 215 $/tonn, noe som er den høyeste kullprisen som er observert for en uke. I uke 39, kvartalets siste uke, var gjennomsnittsprisen 164 $/tonn.

Med gjennomsnittlig kullpris på 189 $/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport fra Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i et kullkraftverk som benytter importert kull med 40 prosent virkningsgrad vært 321 kr/MWh. Brenselskostnaden for denne typen kullkraftverk har økt med 63 kr/MWh fra andre kvartal.

Figur 1.7.7 illustrere økningen i kullprisen fra 2006 til 2008. I kullindeksen API2 er frakt- og forsikringskostnader inkludert. API2 måler priser for kull levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam.

Figur 1.7.7 Kullpriser (API2), ”Front Quarter”, $/tonn, Europa. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited

1.8 Sluttbrukermarkedet

1.8.1 Priser og prisutvikling

I tredje kvartal i år var snittprisen på standard variabel kontrakt for de dominerende leverandørene 44,9 øre/kWh. Det er en økning på 10,9 øre fra andre kvartal i år. Sammenlignet med tredje kvartal i fjor, er det en økning på 20,3 øre.

Gjennomsnittsprisen på de landsdekkende leverandørenes standard variabel kontrakt var 34,6 øre/kWh i tredje kvartal i år. Prisdifferansen mellom dominerende og landsdekkende leverandører var i snitt 10,3 øre i dette kvartalet. Det er 5,6 øre høyere enn i forrige kvartal.

Husholdningene øre/kWh	3. kv. 2008	Endring fra 2. kv. 2008	Endring fra 3. kv. 2007
Markedspriskontrakt (spot)[4]:			
Sør-Norge (NO1)	51,6	+28,4	+37,9
Midt- Norge (NO2)	66,9	+18,7	+40,6
Nord- Norge (NO3)	62,2	+13,1	+36,0
Standard variabel:			
Dominerende leverandører[5]	44,9	+10,9	+20,3
Landsdekkende[6]	34,6	+5,2	+12,0
Antall leverandørskifter (1000 stk.)	51,0	+6,1	+15,2
Kontraktsvalg (%):			
Markedspris/spot	45,5	+5,8	+7,7
Fastpris	8,4	-2,0	-3,0
Standard variabel	46,1	-3,8	-4,6

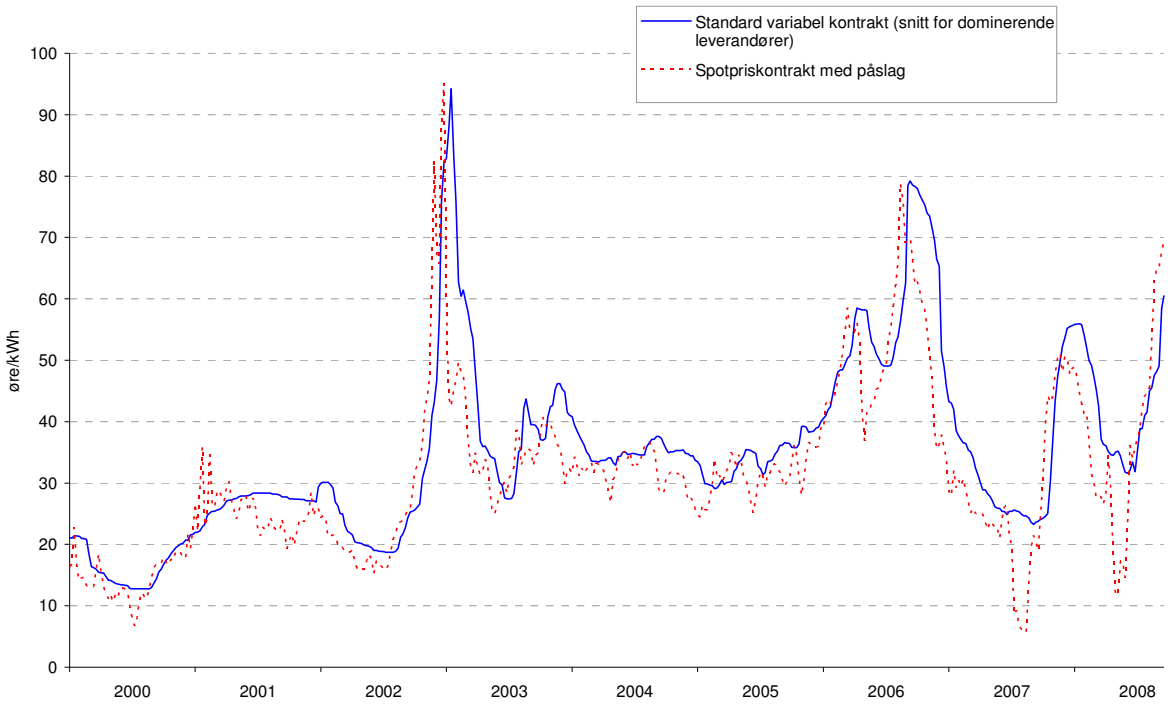
Prisen for en spotpriskontrakt for Sør-Norge med et påslag på 1,9 øre/kWh, var i snitt 51,6 øre/kWh i tredje kvartal. Det er 28,4 øre mer enn i andre kvartal. I løpet av kvartalet steg prisen fra 35,7 øre/kWh i uke 27 til 69,6 øre/kWh i uke 39. I snitt var prisen på en spotpriskontrakt 6,7 øre dyrere enn prisen på standard variabel kontrakt tilbudt av de dominerende leverandørene. I uke 36 var prisforskjellen mellom disse kontraktene størst, da standard variabel kontrakt for de dominerende leverandørene var 16,9 øre billigere enn prisen på spotpriskontrakten for Sør-Norge.

[4] Områdepris fra Nord Pool Elspot med påslag på 1,9 øre/kWh.

[5] Volumvektet snitt av de dominerende leverandørenes priser fra de 22 største nettområdene.

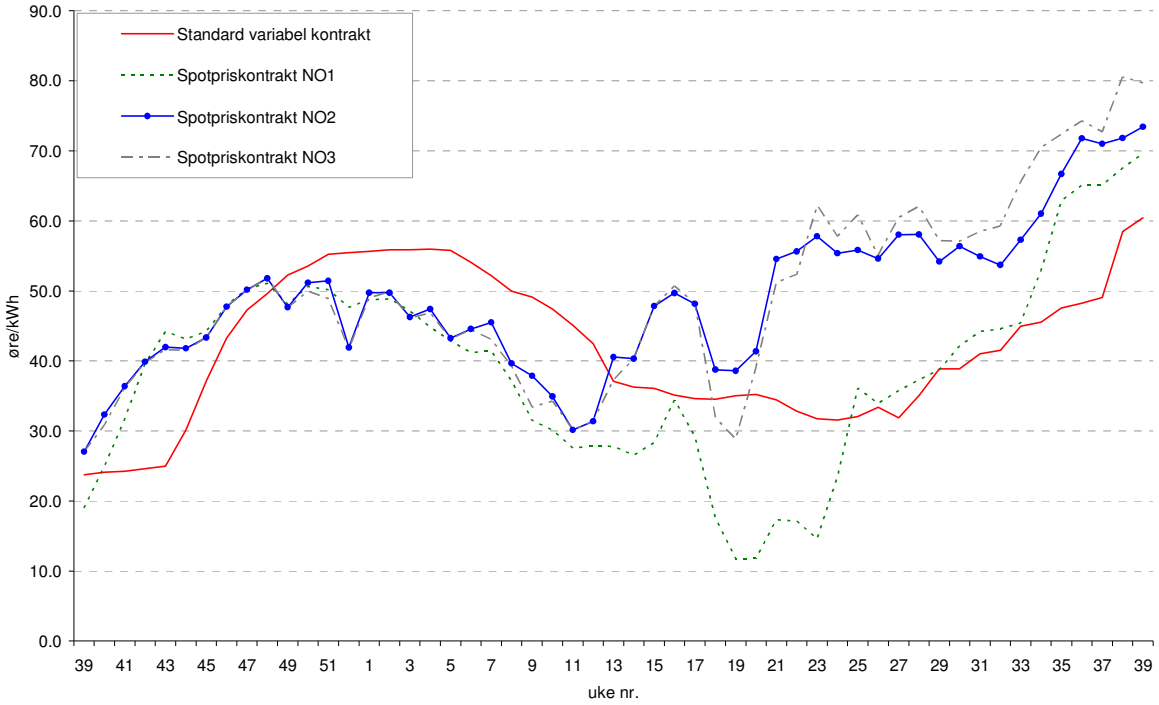
[6] Gjennomsnitt av leverandørenes priser (ikke vektet).

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



I figur 1.8.1 sammenlignes gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for de dominerende leverandørene med ukevis spotpris for Sør-Norge pluss 1,9 øre/kWh påslag for perioden 2000 til og med tredje kvartal 2008.

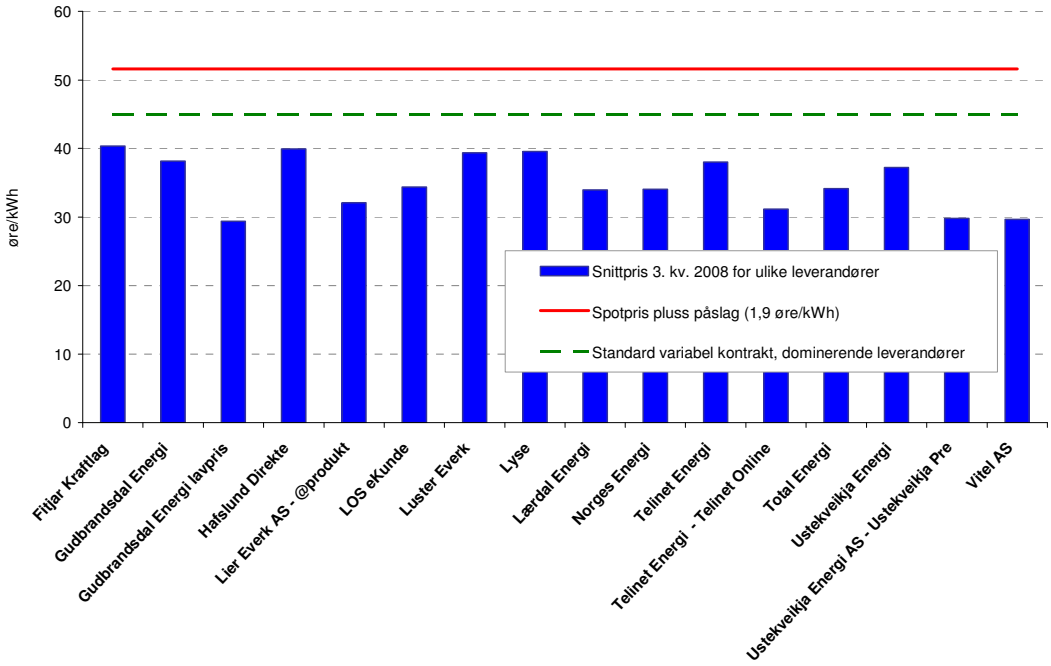
Figur 1.8.2 Standard variabel kraftpris for dominerende leverandører og spotpriskontrakt (NO1, NO2 og NO3) med påslag, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



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-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO3), for de siste 52 ukene. I hele 3. kvartal var prisen i Sør-Norge lavere enn prisen i Midt- og Nord-Norge, selv om forskjellen avtok i løpet av kvartalet. I snitt var prisen for en spotpriskontrakt 66,9 øre i Midt-Norge og 62,2 øre i Nord-Norge. Dette er en økning på henholdsvis 40,6 og 36,0 øre fra tredje kvartal i 2007.

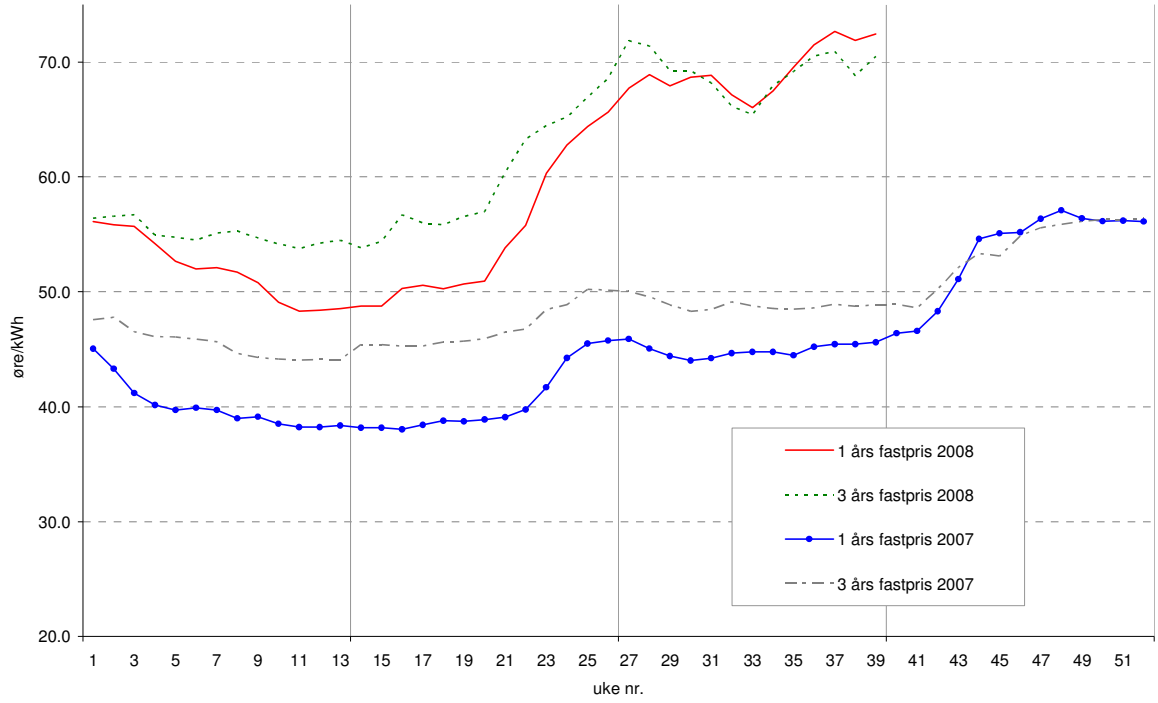
Alle de landsdekkende leverandørene som er oppført på Konkurransetilsynets prisoversikt, lå både under snittet for de dominerende leverandørenes kontraktpris og spotpriskontrakt med påslag for Sør-Norge.

Figur 1.8.3 Aritmetisk snitt for 16 landsdekkende kraftleverandører sammenlignet med gjennomsnittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



I gjennomsnitt var prisen på 1-års fastpriskontrakt 69,3 øre/kWh i tredje kvartal i år. Det er en økning på 14,4 øre fra forrige kvartal. Prisen økte fra 67,2 øre/kWh i uke 27 til 72,5 øre/kWh i uke 39. For 3-års fastpriskontrakt var snittprisen 69,2 øre/kWh i årets tredje kvartal, noe som var en økning på 9,3 øre fra andre kvartal. Ved utgangen av andre kvartal var det 15 landsdekkende leverandører som tilbød 1-års fastpriskontrakt og fire landsdekkende leverandører som tilbød 3-års fastpriskontrakt.

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.

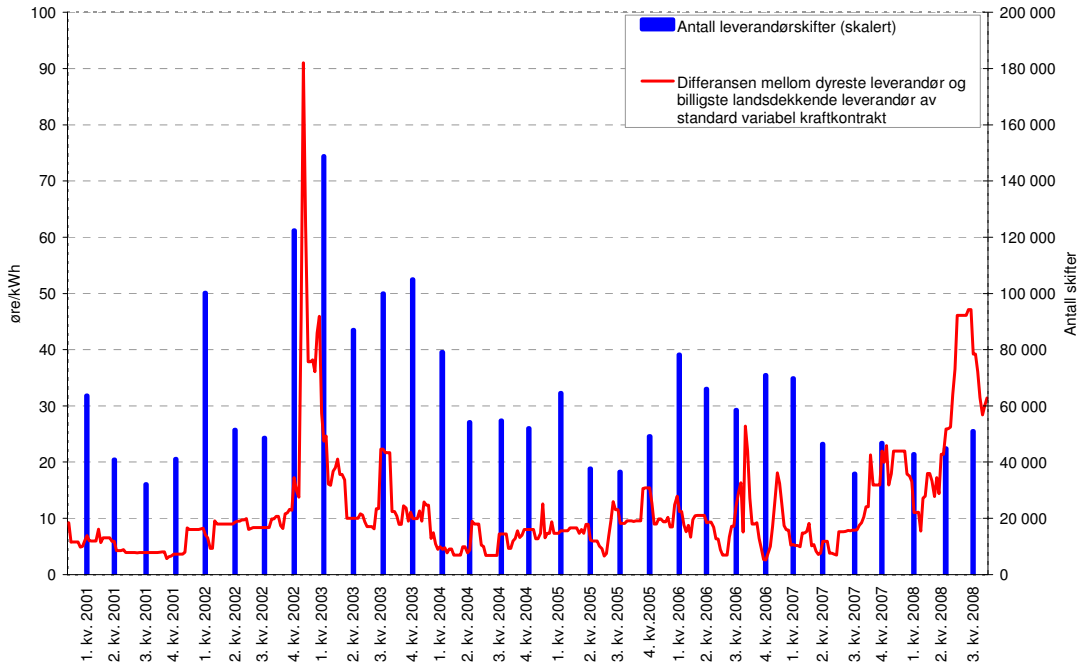


1.8.2 Leverandørskifter

I årets tredje kvartal ble det gjennomført om lag 51 000 leverandørskifter blant husholdningskunder. Det er 15 200 mer enn i tilsvarende kvartal i fjor, hvor det var 35 800 skifter. Sammenlignet med forrige kvartal har antall leverandørskifter økt med om lag 6 100.

Prisdifferansen mellom den dyreste leverandøren og den billigste landsdekkende leverandøren økte i snitt med så mye som 15,3 øre fra andre kvartal til hele 39,6 øre/kWh i tredje kvartal. For samme kvartal i fjor var denne prisforskjellen til sammenlikning 8,8 øre/kWh. Vi må tilbake til første kvartal 2003 for å finne en tilsvarende prisforskjell mellom dyreste dominerende og billigste landsdekkende leverandør av standard variabel kontrakt.

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



1.8.3 Kontraktsvalg

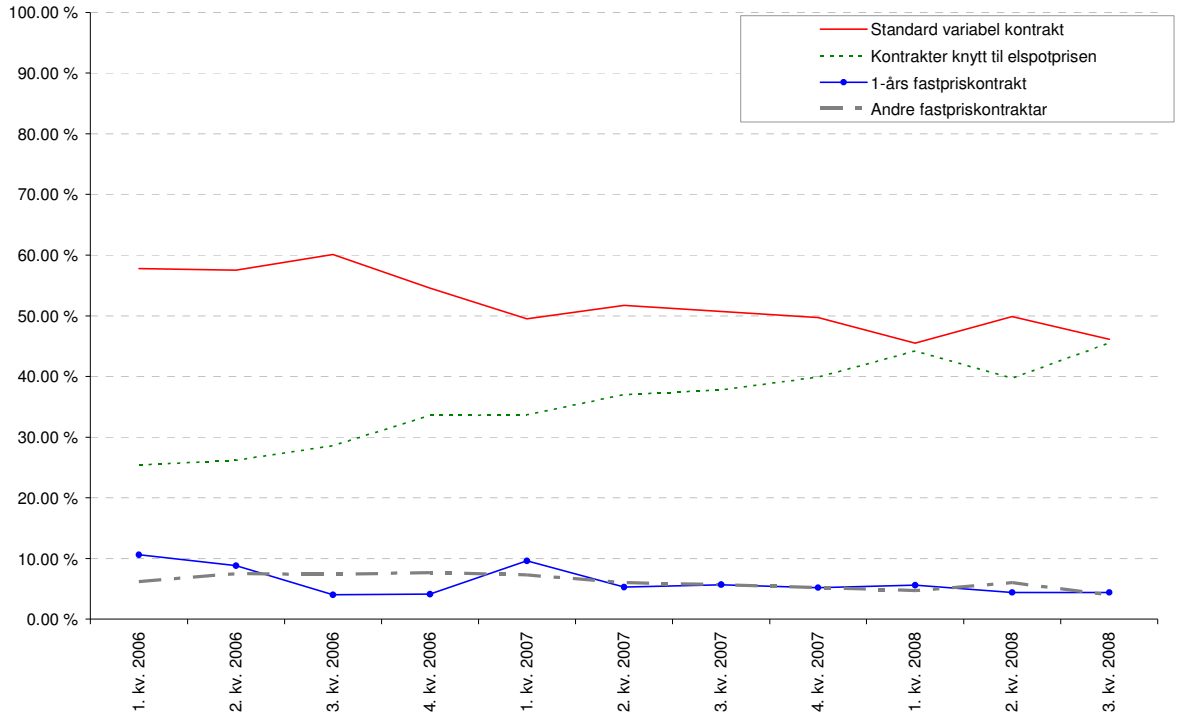
Oversikten over hvilke typer kontrakter husholdningene velger er hentet fra en utvalgsundersøkelse gjennomført av SSB, basert på informasjon fra 50 av selskapene som opererer innenfor sluttbrukermarkedet. Det er ingen korreksjon for manglede innrapportering, og det er derfor grunn til å være noe forsiktig med å legge for mye vekt på den kvartalvise utviklingen i undersøkelsen.

Utviklingen i andelen husholdningskunder på hhv. spotkontrakter og standard variable kontrakter fra 1. til 2. kvartal og videre fra 2. til 3. kvartal kan vanskelig forklares med utgangspunkt i kraftprisene i markedet. Det mest relevante i denne sammenheng er derfor å studere utviklingen over tid, for eksempel ved å sammenlikne med nivået i samme periode i fjor.

I tredje kvartal 2008 viser undersøkelsen at andelen husholdninger som er knyttet til spotpriskontrakt var om lag 46 prosent, dvs. om lag det samme som andelen på standard variabel kontrakter. Ser vi på utviklingen fra tilsvarende kvartal i fjor finner vi imidlertid en betydelig økning på nesten 8 prosentpoeng i andel kunder med spotpriskontrakter, mens både andelen kunder med standard variabel- og fastpriskontrakter har gått ned sammenliknet med 3. kvartal i fjor. Det var nesten 8,5 prosent av husholdningene som valgte fastpriskontrakter i tredje kvartal 2008.

Tallene bekrefter dermed den langsiktige utviklingen i retning av at stadig flere husholdningskunder velger spotpriskontrakter.

Figur 1.8.6 Prosentvis fordeling av ulike typer kontrakter i husholdningsmarkedet. Kilde: SSB[7]



1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft

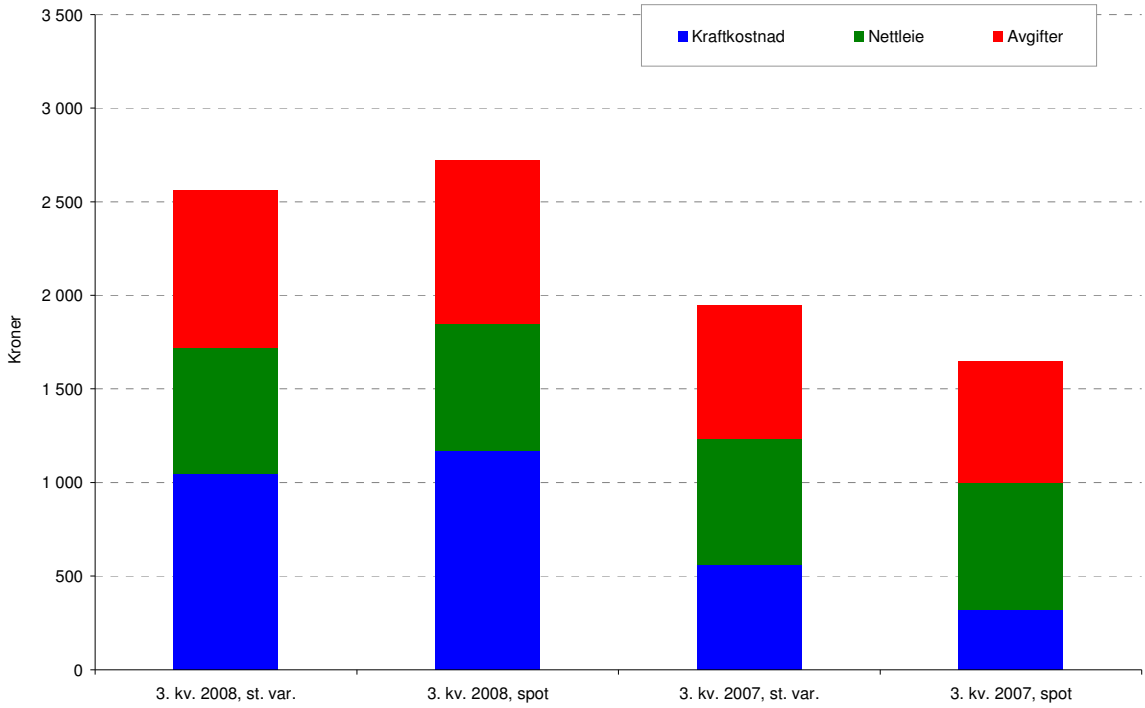
Totalprisen på elektrisitet[8] for en forbruker er satt sammen av kraftpris, nettleie og avgifter. I tredje kvartal var den totale utgiften til elektrisk kraft for en norsk husholdningskunde inkludert avgifter 2 653 kroner ved standard variabel kontrakt og 2 712 kroner ved spotpriskontrakt i Sør-Norge. Sammenlignet med samme kvartal i fjor er det en økning på 36,1 prosent for standard variabel kontrakt, mens for spotpriskontrakt er det en økning på 65,1 prosent.

Den totale kostnaden for en forbruker med standard variabel kontrakt var i tredje kvartal i år satt sammen av følgende kostnader; 40,7 prosent kraft, 26,4 prosent nettleie og 32,9 prosent avgifter (merverdiavgift og forbruksavgift). Tilsvarende tall for tredje kvartal i fjor var 28,9 prosent til kraft, 34,6 prosent til nettleie og 36,5 prosent til avgifter.

[7] Hentet fra SSBs kvartalvise prisstatistikk for kraftmarkedet.

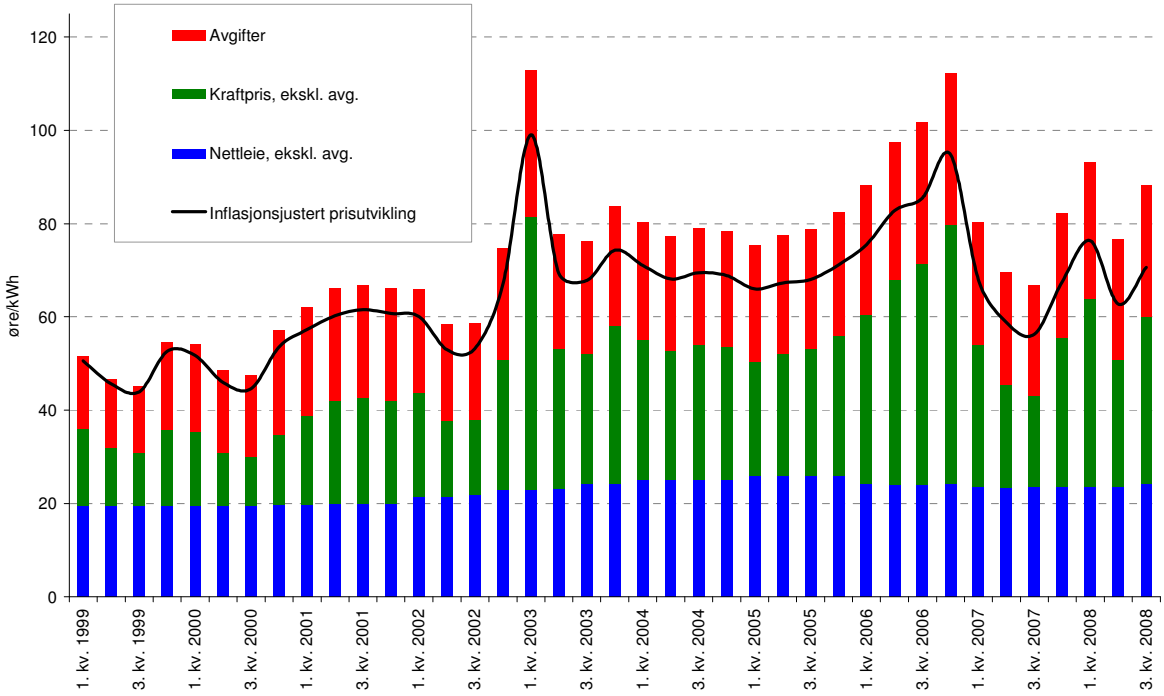
[8] Beregnet på grunnlag av et forbruk på 20 000 kWh/år, og justert for sesongsmessige forbruksvariasjoner.

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



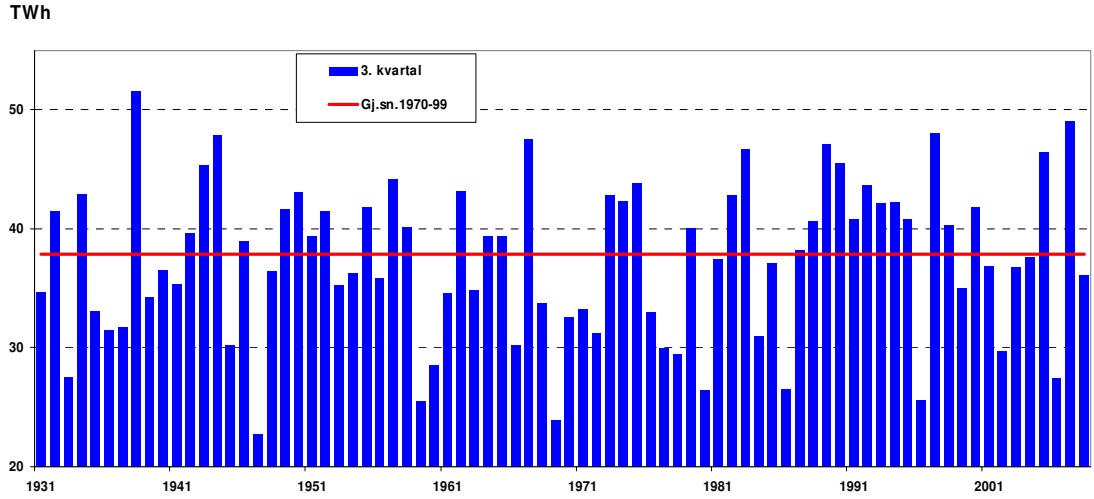
Figur 1.8.8 viser utviklingen i kraftpriser, nettleie og avgifter fra første kvartal 1999 til og med tredje kvartal 2008. Prisen på standard variabel kontrakt, tilbudt av dominerende leverandører, har i snitt gått ned i andre kvartal. Dette bidro til at avgiftene også gikk ned i andre kvartal. Gjennomsnittlig nettleie har siden første kvartal i år vært 23,6 øre/kWh.

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

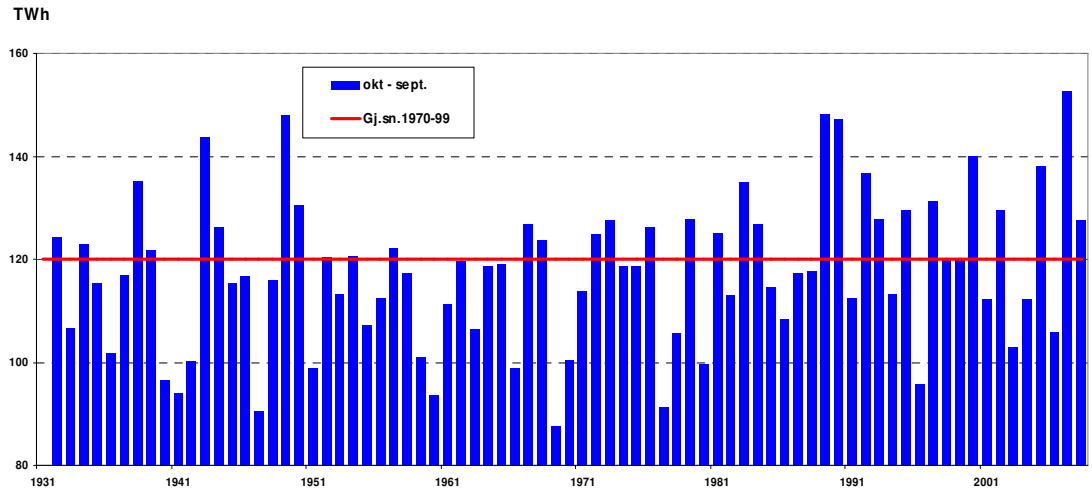


2 Vedlegg

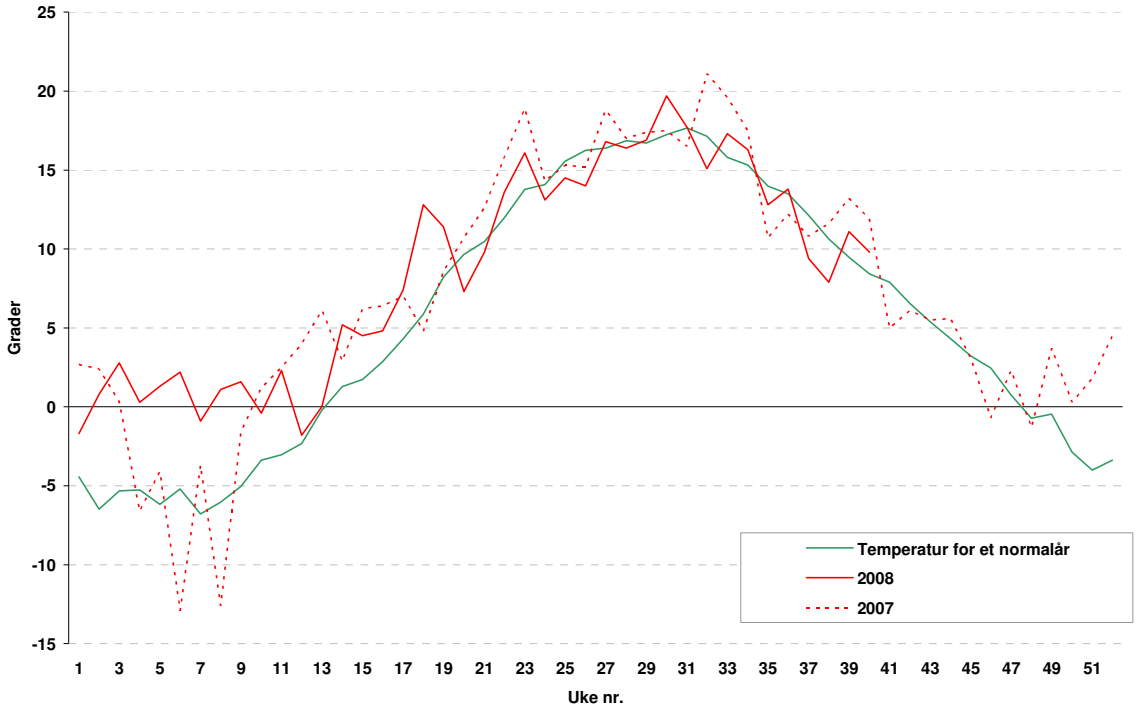
Figur 2.1 Nyttbart tilsig for tredje kvartal 1931 - 2008. Merk at x-aksen krysser ved 30 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool Spot



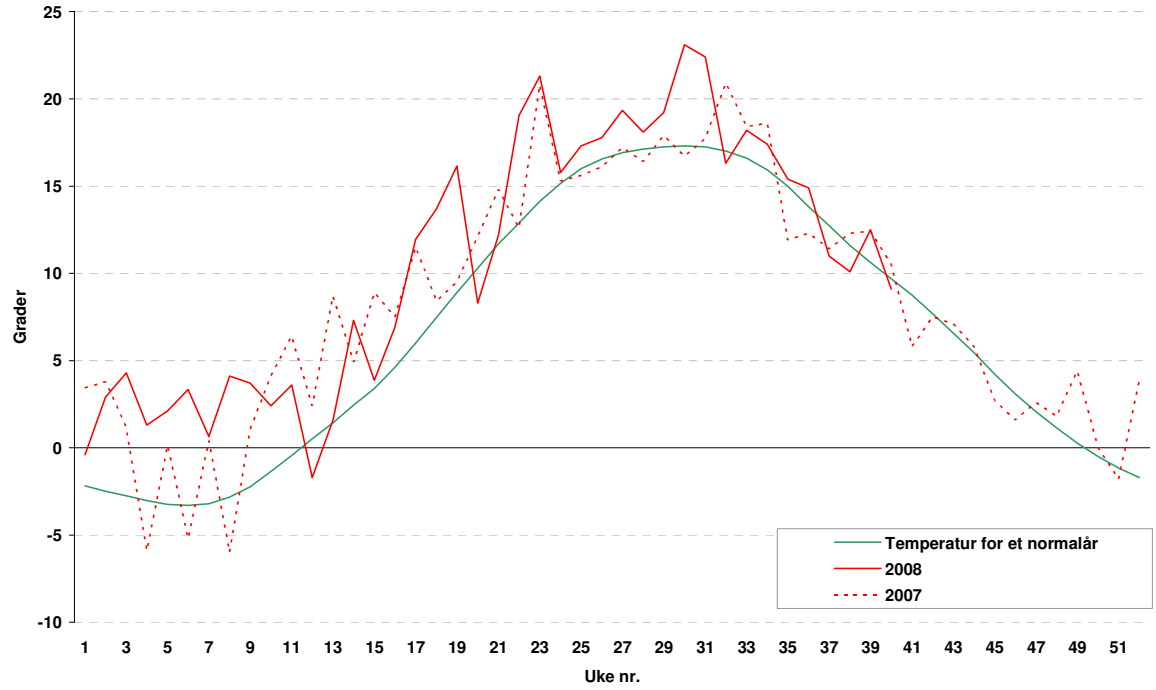
Figur 2.2 Nyttbart tilsig for 12 måneders perioden oktober til september fra 1931 til 2008. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool Spot



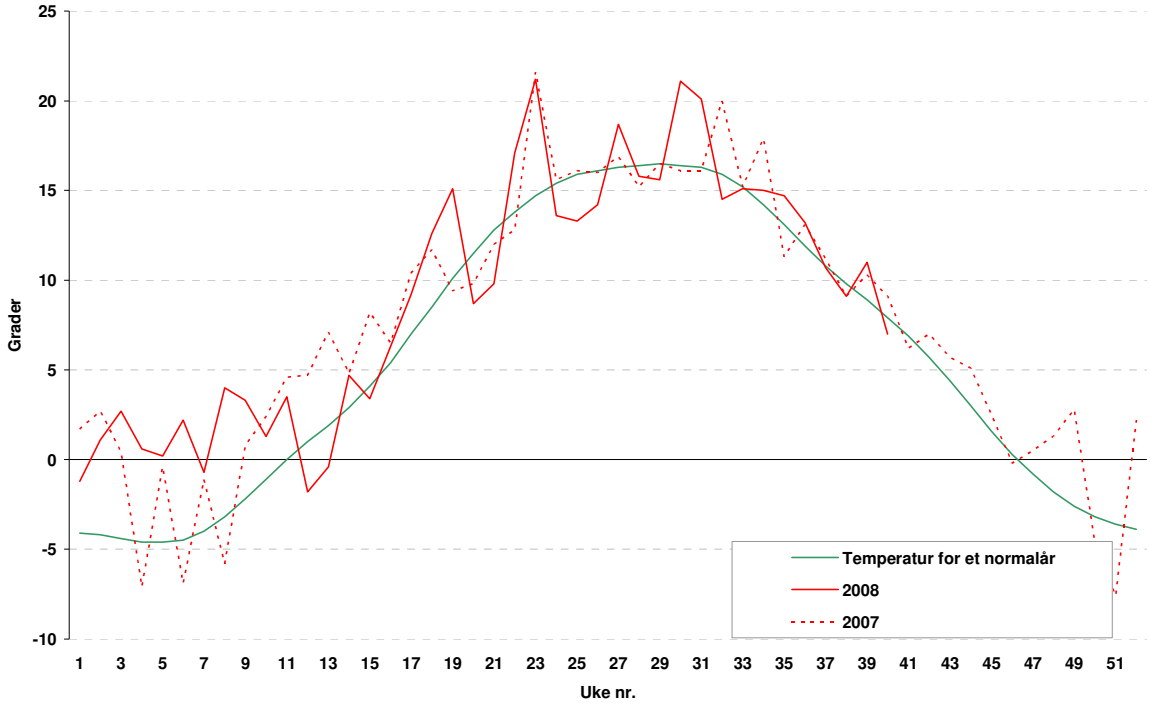
Figur 2.3 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



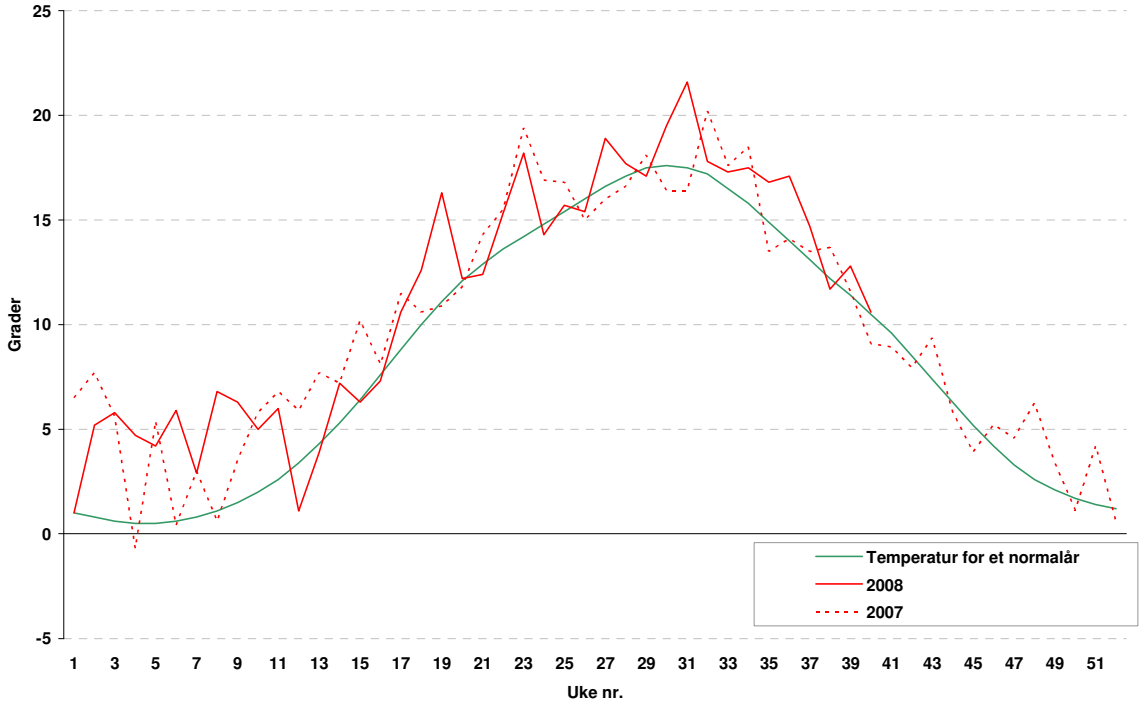
Figur 2.4 Temperaturutvikling - Stockholm, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



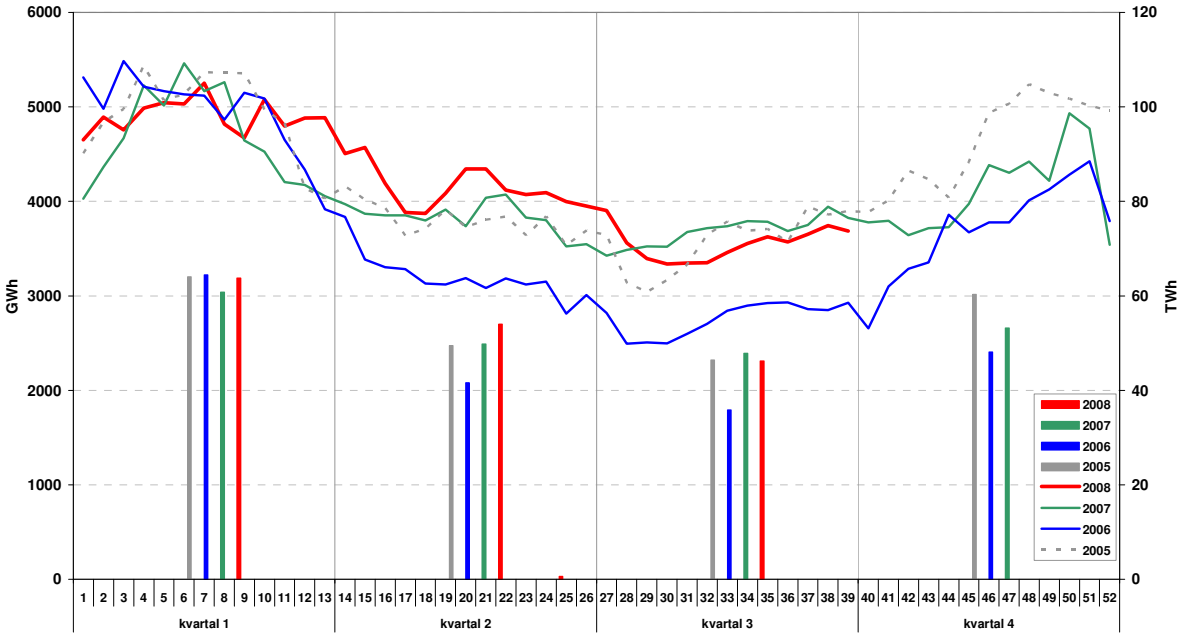
Figur 2.5 Temperaturutvikling - Oslo, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



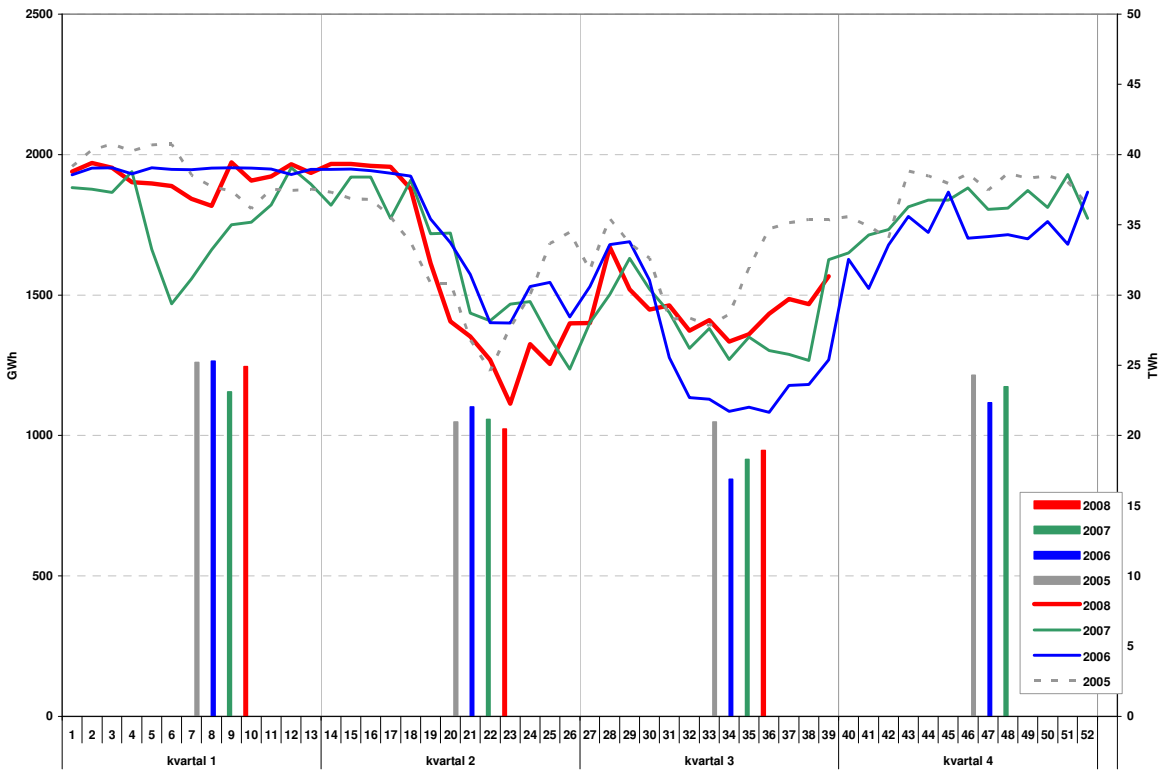
Figur 2.6 Temperaturutvikling - København, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



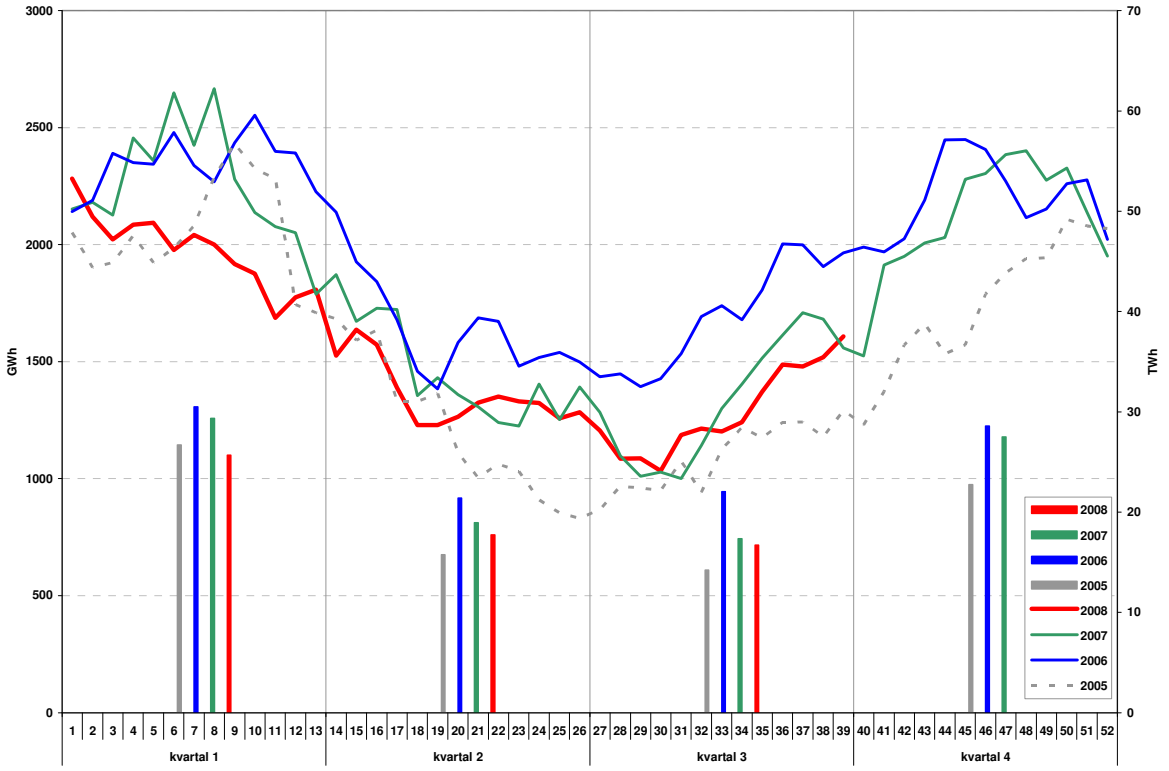
Figur 2.7 Nordisk vannkraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



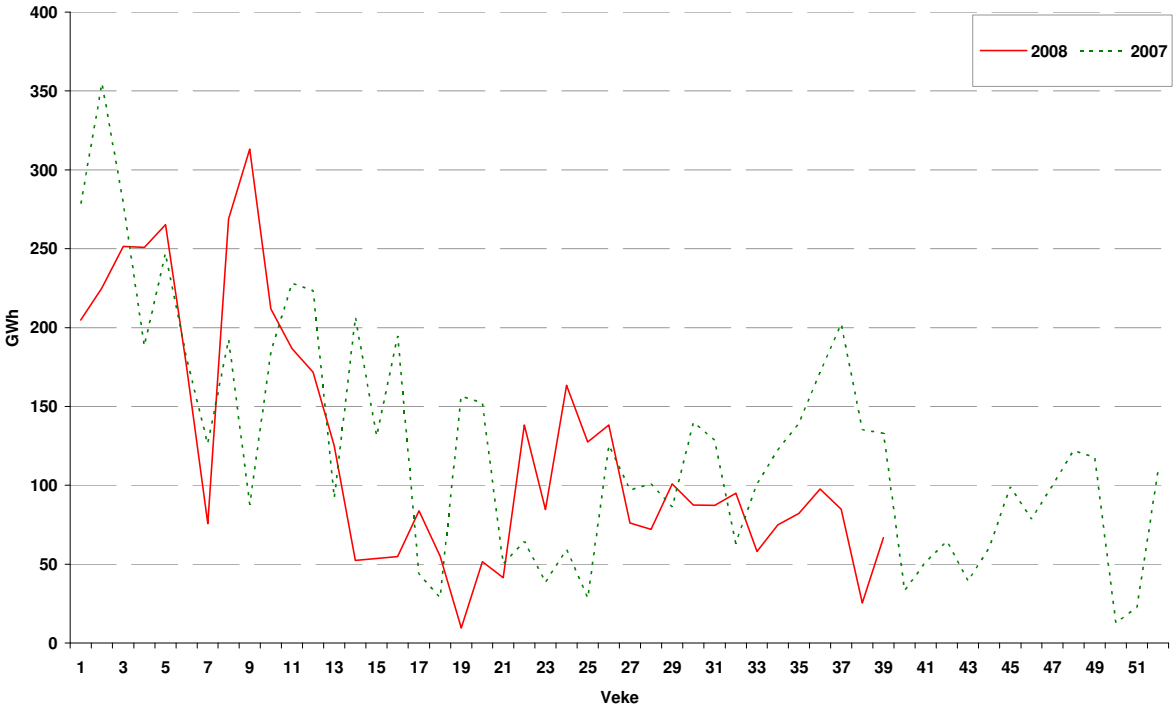
Figur 2.8 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



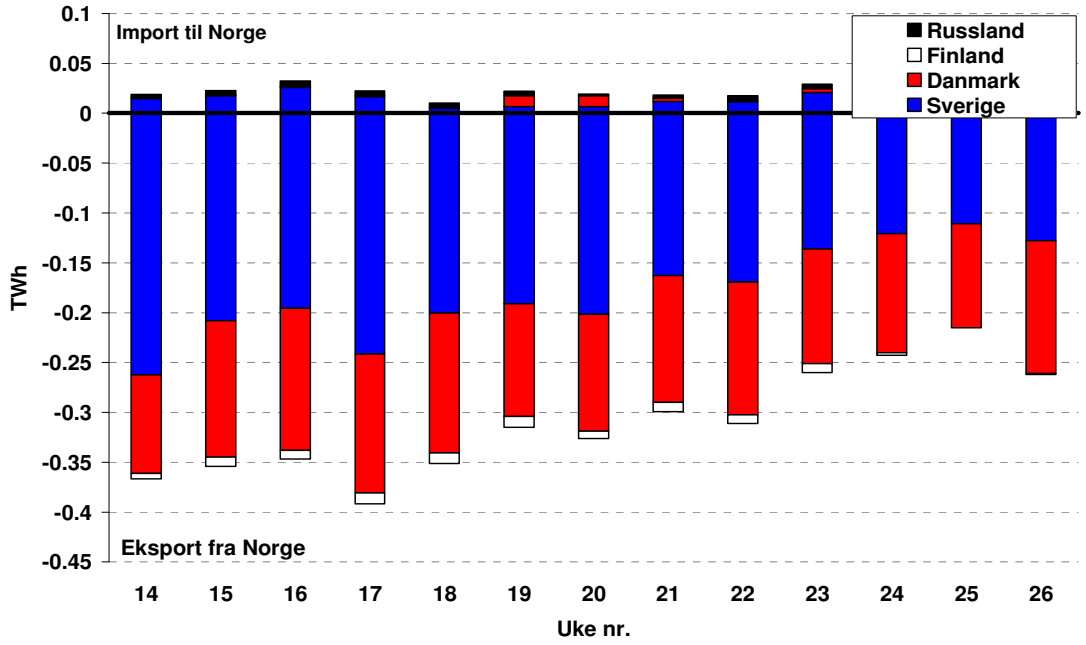
Figur 2.9 Øvrig nordisk kraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



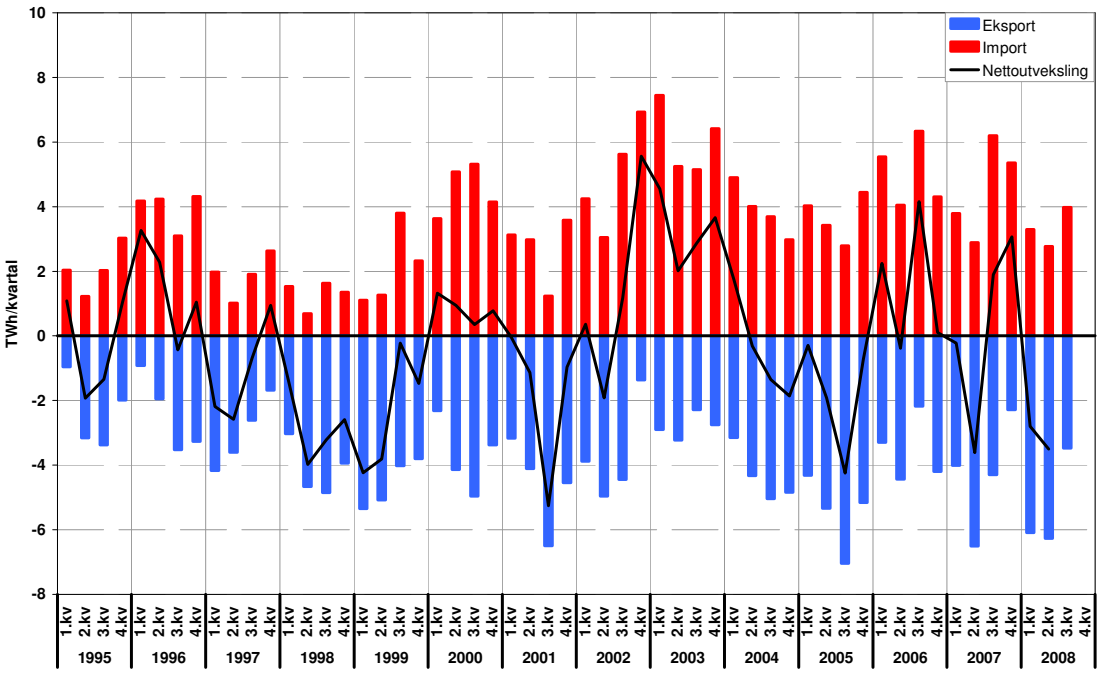
Figur 2.10 Dansk vindkraftproduksjon, 2007- 2008 GWh/uke. Kilde: Energinet.dk



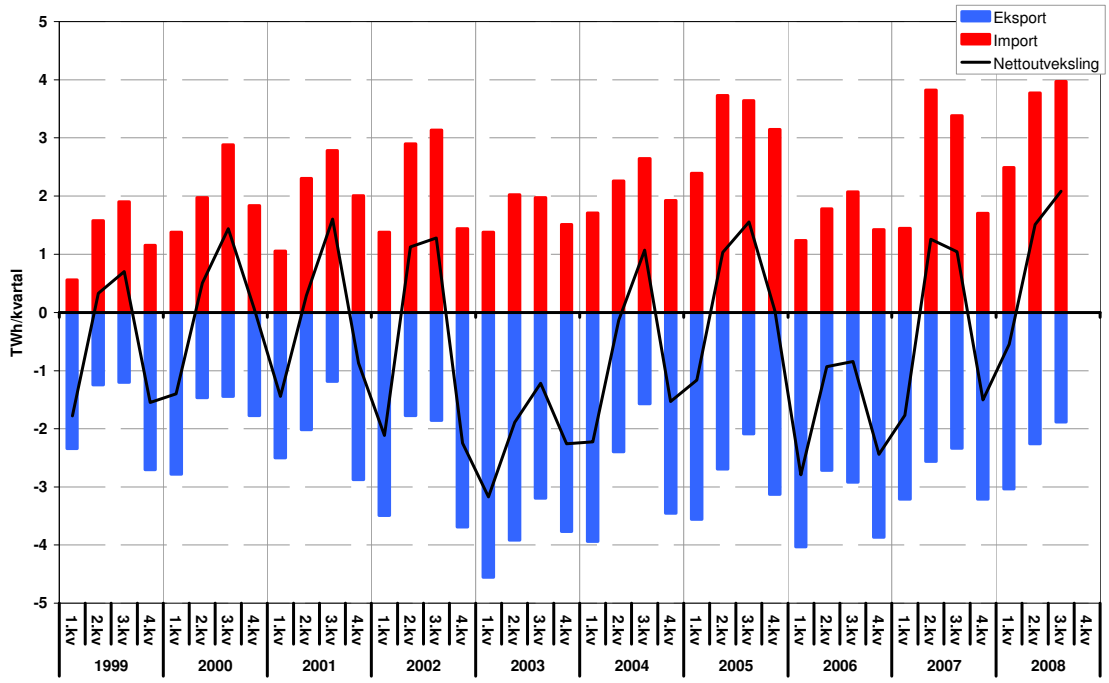
Figur 2.11 Norsk utveksling av kraft i tredje kvartal. TWh. Kilde: Nord Pool



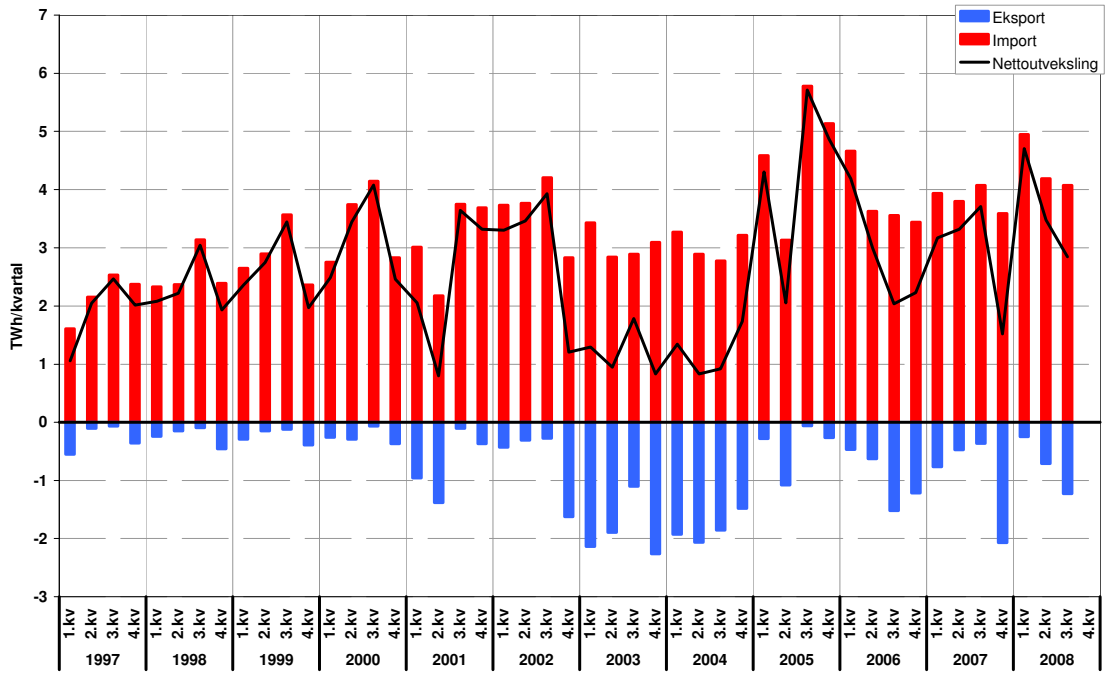
Figur 2.12 Import/eksport Sverige, 1995 - 2008. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.13 Import/eksport Danmark, 1999 – 2008, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.14 Import/eksport Finland, 1997 – 2008, TWh. Kilde: Nord Pool

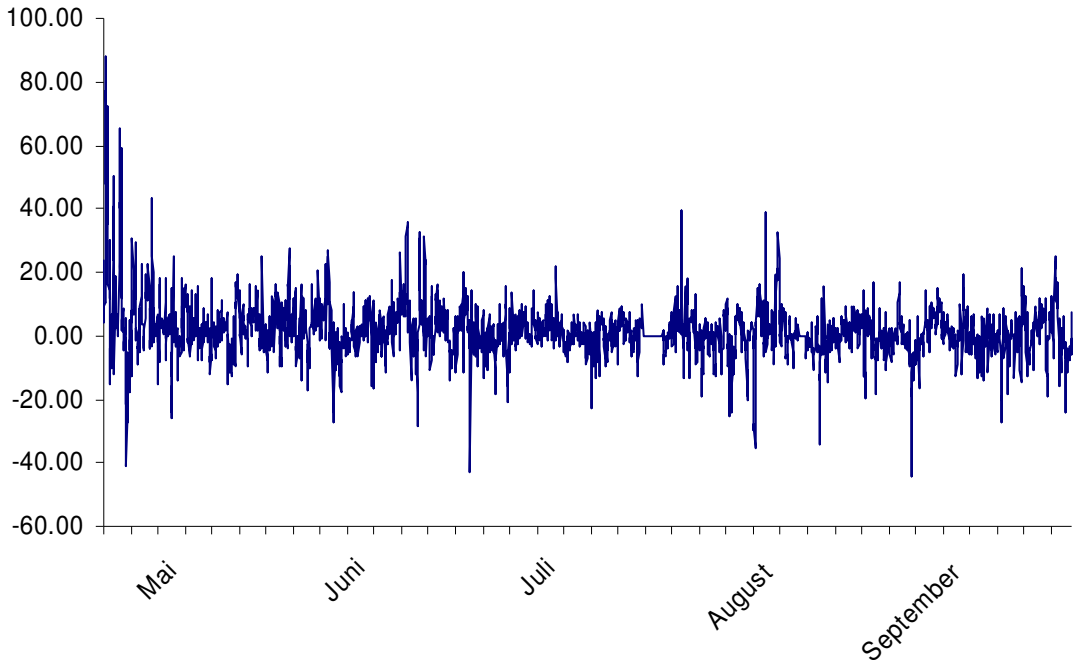


3 Handelsresultater for Nord Pool

I foregående rapport for andre kvartal i år ble det presentert en temartikkel som tok for seg krafthandelen mellom Norge og Nederland fra kabelen kom i kommersiell drift 6. mai til og med juli måned. Som et supplement til denne temaartikkelen presenteres her oppdaterte handelsresultater ved slutten av 3. kvartal.

Ved slutten av tredje kvartal var systemoperatørenes inntekt på salg av overføringsrettigheter 77,4 mill EUR. Det vil si at inntektene har økt med over 16 mill. EUR siden slutten av juli. De som har kjøpt overføringsrettigheter har tjent 9,9 mill. EUR[9] siden kabelen kom i kommersiell drift. Det er 11 prosent av de totale inntektene.

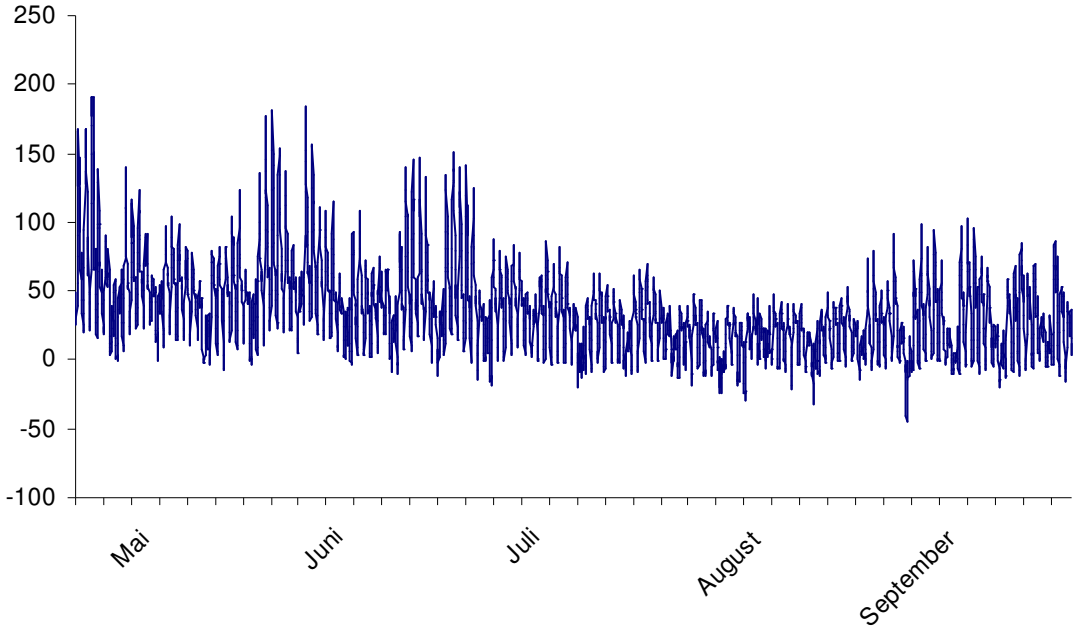
Figur 3.1 Fortjeneste ved bruk av overføringsrettigheter fra mai til og med september. EUR/MWh.



I 10 prosent av timene kabelen har vært i drift har den tilgjengelige overføringskapasiteten vært redusert og i en tredel av disse timene har det vært null kapasitet tilgjengelig. Det har i hovedsak vært reduksjoner i september da kapasiteten i retning Nederland har vært redusert fra 700 til ned mot 500 MW i flere timer først og fremst på dagtid. Totalt har det blitt eksportert 2,1 TWh til Nederland og importert 0,1 TWh. Importen har hovedsakelig vært i 3. kvartal. I store trekk har prisforskjellen blitt mindre utover perioden etter hvert som prisen i Sør-Norge har økt, og prisen i Nederland har vært lavere enn i NO1 om natten.

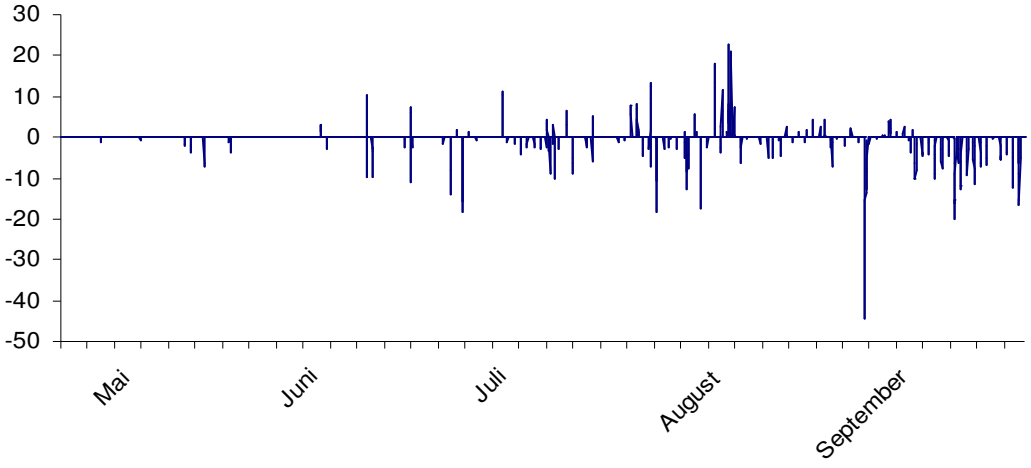
[9] I temaartikkelen "Krafthandel mellom Norge og Nederland" presentert i Kvartalsrapport for kraftmarkedet 2. kvartal 2008 skal det riktige anslaget for inntekter ved kjøp av overføringsrettigheter være 8,1 mill. EUR i perioden fra 6. mai til 31. juli.

Figur 3.2 Prisforskjell mellom Sør-Norge (NO1) og den nederlandske kraftbørsen APX fra mai til og med september. EUR/MWh



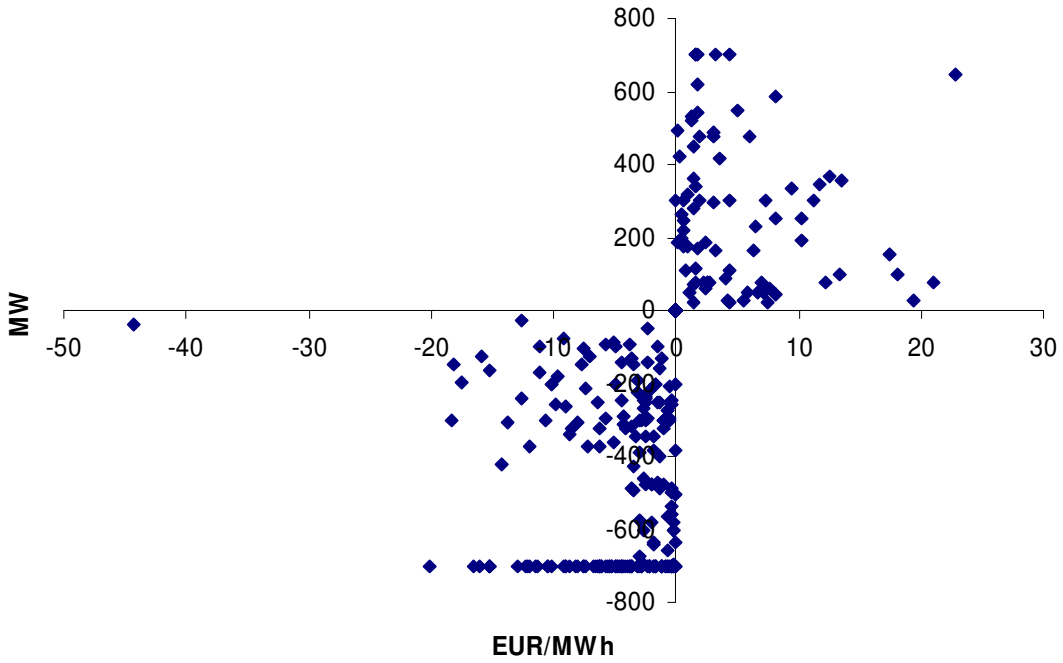
Handelsløsningen på NorNed innebærer at aktørene byr på overføringsrettigheter før de kjenner prisforskjellen mellom Sør-Norge (NO1) og Nederland. Dette kan medføre at det blir utauksjonert rettigheter i feil retning sett i forhold til prisforskjellen mellom områdene. Etter hvert som prisforskjellen er blitt redusert har også antallet timer med flyt i feil retning, det vil si fra området med høyest pris til området med lavest pris, tiltatt. Frem til midten av juni forekom slike timer sjeldent. Siden har det skjedd hyppigere og med større prisforskjeller, dvs. at kraft har blitt overført med større negativ verdi. Figur 3.3 viser prisforskjellen i timer med overføring i feil retning. Negativ prisforskjell innebærer at kraften har blitt overført fra Sør-Norge (NO1) til Nederland når det har vært lavest pris i Nederland. Positiv prisforskjell innebærer at kraft er overført i retning Sør-Norge når prisen har vært høyest i Nederland. Vi ser at overføring i feil retning har skjedd i begge retninger men oftest i retning Nederland.

Figur 3.3. Prisforskjell i timer hvor kraftflyten har gått fra lavpris- til høyprisområde. EUR/MWh.



Totalt har det vært nominert kraft i motsatt retning av det prisdifferansen tilsier i 285 timer eller 8 prosent av periodens timer. Kraften som er overført i disse timene har en negativ verdi på 0,56 mill. EUR. Den største negative verdien var i time 8 den 17. august. Da ble 646 MW nominert fra Nederland til Norge mens det var 22 EUR/MWh høyere pris i Nederland.

Figur 3.4. Punktdiagram for nominert overføringskapasitet (MW) og prisforskjell (EUR/MWh) i timer hvor kraftflyten har gått fra høypris- til lavprisområde.



4 Temaartikkel

4.1 Formålsfordeling av energibruk i norske husholdninger

Av seniorrådgiver Ingrid H. Magnussen og seniorrådgiver Terje Stamer Wahl

Artikkelen refererer resultater av ulike anslag og beregningsmåter for formålsfordeling av energi- og elektrisitetsforbruk i husholdningssektoren. Tre norske og en svensk studie drøftes. De ulike studienes anslag for fordelingen av energibruk på ulike formål varierer, og det er behov for ytterligere studier av problemstillingen.

4.1.1 Innledning

Store deler av energibruken i husholdningene går til oppvarming av rom, varmt tappevann og ventilasjon. Det er stor usikkerhet om hvor stor denne andelen er. Det er gjort flere studier og prosjekter innen området, men resultatene fra de ulike prosjektene spriker til dels betydelig.

Det er et uttalt politisk mål å redusere bruken av elektrisitet til oppvarming i Norge. Videre er det stadig sterkere fokus på muligheter for å effektivisere energibruken i boliger. Kunnskap om hvordan energibruken i boligene fordeler seg til ulike formål er et viktig grunnlag for å nå nevnte mål. Spesielt viktig er fordelingen mellom de formål som kan dekkes av andre energibærere enn elektrisitet, det vil si oppvarmingsformålene, og de formål som kun kan dekkes av elektrisitet, såkalte elspesifikke formål.

Det er viktig å skille mellom den elspesifikke andelen i en formålsfordeling og hva som er andel reell bruk av elektrisitet. Formålsfordeling skiller mellom oppvarming og formål som kun kan dekkes av elektrisitet. Den faktiske fordelingen av elektrisitet innenfor energibruken kan være høyere enn formålsfordelingen, fordi elektrisitet ofte brukes til oppvarming.

Hensikten med denne artikkelen er å presentere en grov fordeling mellom oppvarming og elspesifikke formål i småhus[10] og leiligheter i eksisterende boligmasse, basert på en vurdering av resultatene fra ulike prosjekter:
- Statistisk sentralbyrå (SSB)
- Eråd (Energirådgivningsprogram)
- Statens energimyndighet (STEM) i Sverige
- Målinger fra et større leilighetsprosjekt i Oslo (Pilestredet Park)

[10] Småhus er i denne sammenheng: våningshus, enebolig, rekkehus, kjedehus, tomannsboliger, terrassehus, etc

For informasjon om metoder, tilnærming, forutsettinger, datasett, etc for de ulike prosjektene, vises det til fotnoter / referanser til de enkelte studiene.

Formålsfordelingen er basert på kunnskap eller antagelser om forhold i eksisterende boliger, og representerer et gjennomsnitt. Fordi det kan være stor forskjell på energibruken i ulike typer boliger, har vi valgt å anslå fordelingen for henholdsvis småhus og leiligheter.

Formålsfordelingen endres naturlig over tid ettersom egenskapene ved boligene og bruken av dem endres. Våre konklusjoner må derfor revurderes etter hvert, basert på ny kunnskap og resultater fra nye studier og prosjekter som gjennomføres.

4.1.2 Energibruk i norske boliger

Tabell 4.1.1 under viser gjennomsnittlig bruk av ulike energibærere i ulike hustyper, tilført energi per husholdning i 2006. SSB opererer med de fire boligkategoriene våningshus, enebolig, rekkehus og blokk og lignende. Vi har i dette notatet valgt å bruke samlebetegnelsen "småhus" på de tre første kategoriene.

Tabell 4.1.1 Gjennomsnittlig bruk av ulike energibærere i ulike hustyper, tilført energi per husholdning, 2006. Kilde: SSB[11].

	Gjennomsnittlig energibruk 2006 (kWh)				
Hustype	**Total energi**	**Elektrisitet**	**Olje og parafin**	**Ved, kull og koks**	**Energibruk per m2 boligareal**
Våningshus	32 900	19 750	1 689	11 460	220
Enebolig	26 680	19 330	1 965	5 261	199
Rekkehus, 2-mannsbolig mv.	17 033	14 376	639	1 946	181
Blokk mv.	12 589	10 871	952	491	172
I alt	21 644	16 240	1 411	3 853	190

4.1.3 Resultater fra noen prosjekter

Statistisk sentralbyrås formålsfordeling

Formålsfordelingen fra SSB har vært mye brukt og referert i Norge. SSBs formålsfordeling i 1990[12] konkluderte med at 40 prosent av elektrisitetsbruken og 53 prosent av energibruken gikk til oppvarming. Tilsvarende tall for SSBs formålsfordelingen 2001[12] er 41 prosent og 54 prosent. Tallene, fordelt også på henholdsvis rom- og vannvarming, er satt opp i tabell 4.1.2 under. Tabellen viser hvordan tallene er fordelt på andel *energibruk* og andel av *elektrisitetsbruk* til oppvarming og vannvarming.

[11] SSB referanse: http://www.ssb.no/emner/01/03/10/husenergi/tab-2008-04-28-04.html

[12] SSB Rapporter 2005/18 "Formålsfordeling av husholdningenes elektrisitetsforbruk i 2001" http://www.ssb.no/emner/01/03/10/rapp_200518/

Tabell 4.1.2 Andel energi og elektrisitet til oppvarming av bolig og varmtvann i 1990 og 2001. Kilde: SSB

	Andel **energi** til varmeformål		Andel **elektrisitet** til varmeformål	
Fordeling energibruk til oppvarming av bolig og varmtvann:	SSB 2001	SSB 1990	SSB 2001	SSB 1990
Oppvarming	46 %	37 %	31 %	20 %
Vannvarming	8 %	16 %	10 %	20 %
Sum energi til oppvarming rom og varmtvann	54 %	53 %	41 %	40 %

ERÅD

ERÅD har også vært mye referert. ERÅD[13] benyttet 1990-data, og beregnet at 65 prosent av elektrisitetsbruken og 75 prosent av energibruken gikk til oppvarming. Tabell 4.1.3 under viser hvordan tallene er fordelt på andel *energibruk* og andel av *elektrisitetsbruk*. Kun elektrisitet er splittet på oppvarming og vannvarming.

Tabell 4.1.3 Andel energi og elektrisitet til oppvarming av bolig og varmtvann. Kilde: ERÅD 1990

	Andel **energi** til varmeformål	Andel **elektrisitet** til varmeformål
Fordeling energibruk til oppvarming av bolig og varmtvann:		
Oppvarming		41 %
Vannvarming		24 %
Sum energi til oppvarming rom og varmtvann	75 %	65 %

Som en ser av tabell 4.1.2 og 4.1.3 er det stor forskjell på anslagene. ERÅD ligger mer enn 20 prosentpoeng over tallene fra SSB. Det gjelder både andelen energi til varme og andelen elektrisitet til varme. Verken SSB eller ERÅD skiller mellom ulike boligtyper, som for eksempel eneboliger og blokkleiligheter.

Statens energimyndighet i Sverige (STEM)

STEM gjennomførte i årene 2006 - 2007 et måleprosjekt[14] i 400 husholdninger i Sverige:

[13] ERÅD står for EnergiRÅDgivning, og er et energirådgivningsprogram utviklet på 80-tallet av Energidata i nært samarbeid med everkene, energikonsulenter, og andre fagfolk. Ble mye benyttet i perioden 1985-1995.

[14] Presentasjon fra STEMs måleprosjekt: http://www.energimyndigheten.se/Global/Filer%20Energifakta/F%C3%B6rb%C3%A4ttrad%20energistatistik/Hearing%2008/Resultat%20av%20huselsm%C3%A4tningar%20i%20400%20bost%C3%A4der,%20Peter%20Bennich.pdf

- 200 småhus, herunder frittstående hus, rekkehus og kjedete hus
- 200 leiligheter (flerbostadshus)

De foreløpige resultatene fra STEMs målinger viser at elspesifikt[15] forbruk i småhus er 5100 kWh/år, og 3000 kWh/år i leiligheter.

Tabell 4.1.4 viser nasjonale gjennomsnittstall for Sverige, oppgitt av STEM[16]. De to kolonnene til høyre angir prosentvis fordeling på hushållsel (= el-spesifikk energibruk) og termisk forbruk (= energi til oppvarmingsformål). Tabellen viser at elspesifikt forbruk i svenske småhus og leiligheter ligger på respektive ca 24% og 20% av den årlig tilførte energimengden. For alle svenske boliger samlet blir således den elspesifikke andelen liggende et sted mellom 20 og 24 %.

Tabell 4.1.4: Gjennomsnittstall for energibruk i husholdningene i Sverige, etter hustype. Kilde: STEM

Type bosted	Energibruk /år, kWh	Hvorav el-spesifikt, kWh	Hvorav termisk/ oppvarming, kWh	Andel el-spesifikt	Andel oppvarming
Småhus	26 200	6 200	20 000	24 %	76 %
Leiligheter	14 200	2 800	11 400	20 %	80 %

Et sentralt spørsmål er om det er relevant å sammenligne energibruk i svenske og norske boliger. Vi gjengir derfor noe sammenlignende statistikk for de to landene.

Statistikken viser at gjennomsnittlig energibruk i husholdningene er omtrent lik i de to landene. I Norge ligger energibruken i våningshus på ca 32 900 kWh/år, eneboliger ca 26 700 kWh/år og i rekkehus på ca 17 000 kWh/år. Disse tre kategoriene er slått sammen som ”småhus” i den svenske statistikken, med ca 26 200 kWh/år, noe som er ganske nært et grovt snitt for de tre kategoriene i Norge. Norske blokkleiligheter ligger på ca 12 600 kWh/år, ganske nær svenske leiligheter som ligger på 14 200 kWh/år.

Tall fra SSB[17] viser at også energibruk per person i svenske og norske husholdninger er tilnærmet likt, nesten 10 000 kWh/person. Forbruket er noe høyere per person i Sverige enn Norge. Antall personer per husholdning var i snitt 2,01 Sverige i 2000, og i Norge 2,3 personer/husholdning i 2001.

Fordeling av areal på småhus versus leiligheter er forskjellig, idet Norge har større andel småhus[10]. Arealfordelingen i Norge er ca 85 % småhus og 15 % leiligheter. I Sverige er arealfordelingen ca 62 % småhus og 38 % leiligheter.

---

[15] El-spesifikt omfatter alle poster som kun kan dekkes av el: kjøl/frys, belysning, matlagning, oppvaskmaskin, vask og tørk, stereo, TV, DVD, VCR, med mer, data m tilbehør, annet og ikke målt.

[16] Dette er ikke tall fra STEMs måleprosjekt, men nasjonale gjennomsnittstall, tilført energi, oppgitt av STEM.

Småhus 2005:

http://www.scb.se/Statistik/EN/EN0102/2006A01/EN0102_2006A01_SM_EN16SM0701.pdf , s 5.

[17] SSB 2005/41, Energibruk i husholdninger 1930-2004 og forbruk etter husholdningstype

Fordelingen mellom elektrisitet og andre energibærere er ulik i de to landene, idet bruk av elektrisitet til oppvarming er betydelig mindre i Sverige enn i Norge. Elektrisitet dekker ca 45 % av energi til oppvarming i svenske småhus, og ca 6 % i leiligheter[18]. I Norge dekker elektrisitet kanskje så mye som 60 % av energien som går til oppvarming av boliger.

Vi tror at det i sum ikke bør være veldig store forskjeller i formålsfordelingen mellom Sverige og Norge. Svenske husholdninger kan ha høyere forbruk til oppvarming på grunn av alternative energibæreres lavere virkningsgrad enn direktebruk av elektrisitet. Det elspesifikke forbruket antas ikke å være tilsvarende forskjellig, men bl.a. mer bruk av belysning i Norge i vinterhalvåret og noe forskjellig beholdning av el-apparater, og ulik adferd kan spille en viss rolle.

På oppdrag fra NVE utførte SSB i 2007 en undersøkelse av energibruk til utvalgte hvitevarer i norske husholdninger[19]. Resultatene samsvarer godt med resultatene fra STEMs måleprosjekt. Et mindre måleprosjekt[20] i Norge, utført av SINTEF, gir også resultater på linje med målingene gjort av STEM.

Pilestredet park

I Pilestredet park, et nyere leilighetskompleks i Oslo, er det foretatt målinger av strømbruken i leilighetene. Bortsett fra elektriske varmekabler på baderomsgulv er all annen oppvarming basert på andre energibærere enn elektrisitet. I dette prosjektet er det derfor mulig å anslå det elspesifikke forbruket i leilighetene med rimelig sikkerhet. Energibruken regnes her i gjennomsnittlig kWh per m2 per år.

Målinger gjort gjennom hele 2004 viser at elektrisitetsforbruket var 49 kWh/m2 per år, og samlet energibruk 102 kWh/m2 per år for det oppvarmede boligarealet. Vi vil isolere det elspesifikke forbruket, og trekker fra anslag for elektrisitetsforbruket som går til oppvarming. Baderomskabler på 10 kWh/m2 per år trekkes derfor fra, siden de er en del av oppvarmingen.

Vifter og pumper er på bakgrunn av NS3031[21] anslått å ha et årlig elektrisitetsforbruk på 8 kWh/m2 per år for leilighetene. Posten vifter og pumper er utfordrende: På den ene siden kan dette forbruket betraktes som en del av oppvarmingssystemet, men på den annen side driftes vifter og pumper ved bruk av elektrisitet, og forbruket kan dermed betraktes som elspesifikt. Vi antar at vifter og pumper utgjør en del av det elspesifikke forbruket, og lar derfor dette forbruket bli liggende under det elspesifikke forbruket.

---

[18] Kilde: SCB, http://www.scb.se/statistik/EN/EN0112/2006A01/EN0112_2006A01_SM_EN16SM0704.pdf, s 2

[19] Undersøkelse om energibruk i kjøl-/fryseapparater og vaskemaskiner, survey, 330 respondenter.

[20] REMODECE: Analysis of momitoring campaign in Norway, http://www.nve.no/FileArchive/279/REMODECE_D10_Norway.pdf

[21] Norsk Standard NS 3031:2007, Beregning av bygningers energiytelse. Metode og data.

Vi får dermed et anslag på elektrisitetsforbruk på 39 kWh/m2 per år for Pilestredet Park. Den elspesifikke andelen blir da på 38 %.

Leilighetene i Pilestredet Park er gjennomgående noe mindre enn en typisk norsk leilighet[22], og de er energieffektive (godt isolert). Antall kWh til oppvarming vil dermed være en god del mindre for disse leilighetene enn for en leilighet i eksisterende boligmasse. Det elspesifikke utstyret i leilighetene i Pilestredet Park kan være mer energieffektivt enn utstyr i leiligheter i eksisterende boligmasse. På den annen side er utstyr noe som byttes løpende ut også i leiligheter i eksisterende boligmasse, og forskjellen i utstyrbeholdning vil trolig ikke være så stor. Forskjellen vil derfor være større i mengden energi som går til oppvarming, i forhold til mengden energi som går til utstyr. Den elspesifikke andelen i leilighetene i Pilestredet Park er dermed trolig høyere enn den elspesifikke andelen i eksisterende boligmasse.

Vi tar ikke resultatene fra Pilestredet Park til inntekt for en endelig formålsfordeling for eksisterende boligmasse. Men prosjektet viser at nye boliger, blant annet på grunn av redusert energibruk til oppvarming, kan ha et helt annet energibruksnivå og formålsfordeling enn eldre boliger.

4.1.4 Vurderinger

Det er ikke mulig å trekke sikre slutninger ut fra de refererte undersøkelsene og prosjektene. Metodisk er de også svært forskjellige, med sine respektive styrker og svakheter.

Arbeidet med å anslå eller måle den elspesifikke energibruken synes å være både enklere og bedre dokumentert enn arbeidet med å anslå eller måle energibruk til oppvarming. Enklere først og fremst fordi det kun omfatter elektrisitet, og bedre dokumentert først og fremst gjennom det svenske måleprosjektet og svensk statistikk. Vi vurderer energibruk i norske og svenske husholdninger til å være relativt sammenlignbar, spesielt hva gjelder det elspesifikke forbruket. Vi velger derfor å legge vesentlig vekt på resultater som sier noe om den elspesifikke energibruken.

Vifter og pumper er en utfordrende post, ettersom de lett kan betraktes som en del av oppvarmingssystemet, men samtidig hører til under el-spesifikt ettersom de driftes av el. De refererte studiene har etter vårt kjennskap ikke målt/estimert eksplisitt posten vifter og pumper. Vi legger til grunn at vifter og pumper skal sortere under elspesifikt, selv om det er knyttet til oppvarming (og delvis ventilasjon). Vi antar derfor at denne posten bidrar til å trekke den elspesifikke energibruken noe opp i forhold til vurderingene over.

De ulike anslagene for elspesifikt forbruk varierer. Det svenske måleprosjektet er et relativt solid og godt prosjekt, med resultater for elspesifikt forbruk vi mener det er god grunn til å legge vekt på. Resultatene fra det svenske prosjektet peker mer mot 25% enn et høyere tall.

[22] Leilighetene i Pilestredet Park er på ca 75 m2, hvorav ca 60 m2 er oppvarmet areal.

Vi kan ikke se at det er grunnlag for å hevde at formålsfordelingen er veldig forskjellig for småhus og leiligheter. Det er rimelig å tro at leiligheter kan ha et relativt lavere forbruk til oppvarming, men samtidig er andelen elspesifikt utstyr lavere i leiligheter enn i småhus. Både nivå for oppvarming og elspesifikt forbruk er lavere i leiligheter enn småhus, og vi har ikke grunnlag for å påstå at fordelingen er ulik. For begge boligtyper synes derfor en fordeling på 30 % elspesifikt og 70 % til oppvarming å være et rimelig anslag, grovt regnet.

4.1.5 Konklusjoner

Vi ser at det er grunnlag for å gjøre ytterligere studier innen området for å kunne trekke gode og sikre konklusjoner.

Inntil nye studier foreligger velger vi å bruke følgende foreløpige estimater for fordeling av energibruken i eksisterende norske husholdninger/boliger:

- Gjennomsnittlig elspesifikt forbruk både i småhus og leiligheter, utgjør ca 30%.
- Gjennomsnittlig andel energi til oppvarming (rom og varmtvann), både av småhus og leiligheter, utgjør ca 70%

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

Utgitt i Rapportserien i 2008

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

Nr. 2 Panagiotis Dimakis: Kartlegging av grunnvannsressurser 1. Base Flow Index (107 s.)

Nr. 3 Halvor Kr. Halvorsen (red.): NVEs tilsynsrapport for 2007

Nr. 4 Nils Henrik Johnson (red.): Kamuflasjetiltak på kraftledninger (104 s.)

Nr. 5 Knut E. Norén, Ivar K. Elstad, Norconsult: Forbislipping ved små vannkraftverk (17 s.)

Nr. 6 Ivar K. Elstad, Knut E. Norén, Norconsult: Minstevannføring ved små vannkraftverk (22 s.)

Nr. 7 Erik Holmqvist, Inger Karin Engen: Utvalg av tilsigsserier til Samkjøringsmodellen (51 s.)

Nr. 8 Jørn Opdahl og Hervé Colleuille: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann. Drift og formidling 2007. Status pr. mars 2008. (39 s.)

Nr. 9 Knut Hofstad, Lars Tallhaug: Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore) (Revidert utgave av NVE rapport 1-2007)(38 s.)

Nr. 10 Hanne Marthe Østvold (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2007 (80 s.)

Nr. 11 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2008 (70 s.)

Nr. 12 Hervé Colleuille, Erik Holmqvist, Stein Beldring, Lars Egil Haugen: Betydning av grunnvanns- og markvannsforhold for tilsig og kraftsituasjon (63 s.)

Nr. 13 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2008 (87 s.)

Nr. 14 Hege Sveaas Fadum (red.): Avbruddsstatistikk 2007 (90 s.)

Nr. 15 Ellen Skaansar (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet 3. kvartal 2008 (73 s.)