



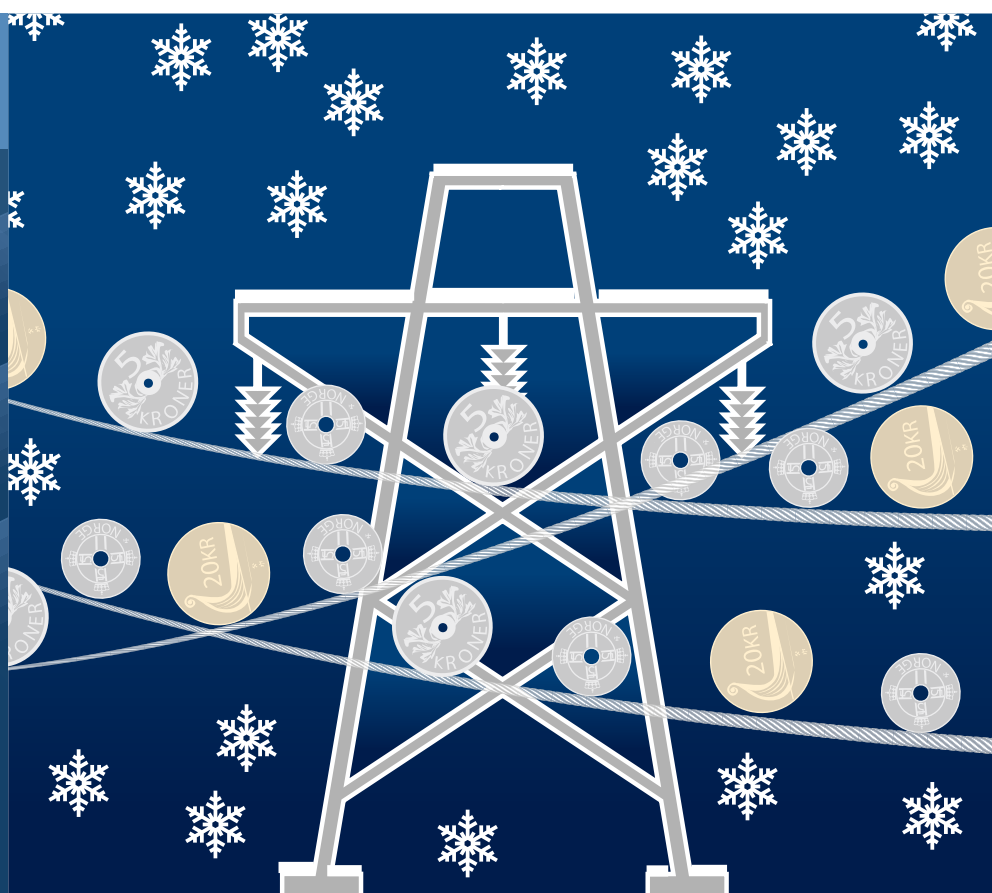
Kvartalsrapport for kraftmarknaden

4. kvartal 2013

Gudmund Bartnes (red.)

10
2014

R
A
P
P
O
R
T



Kvartalsrapport for kraftmarknaden

4. kvartal 2013

Kvartalsrapport for kraftmarknaden – 4. kvartal 2013

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Gudmund Bartnes

Forfattarar: Runa Haave Andersson, Christina Stene Beisland, Henriette Birkelund, Harald Endresen, Torgeir Ericson, Erik Holmqvist, Benedicte Langseth, Ingrid Magnussen, Maria Sidelnikova, Martin Andreas Vik og Thomas Væringstad.

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 20

Forside: Rune Stubrud

ISBN: 978-82-410-0958-7

ISSN: 1501-2832

Samandrag: Fjerde kvartal var mykje varmare enn normalt. Oktober og November var 1-2 gradar over normalen i heile landet. I desember var det drygt 4 gradar over normalen i heile landet. På Austlandet vart det den tredje varmaste desember sidan 1900. Rekna i nedbørenergi kom det 57,4 TWh med nedbør, noko som er 12,8 meir enn normalt. Tilsiget i til norske kraftmagasin i fjerde kvartal 2013 var 27,4 TWh, noko som var 3,4 TWh høgare enn normalt. Tilsiget vart 126,8 TWh i 2013. Det er 3,2 TWh mindre enn normalt. Ved utgangen av 2013 var fyllingsgraden 68,2 prosent. Mildt vêr, høgt tilsig og låg produksjon på slutten av året gav ein nesten normal magasinfyllinga ved årsskiftet. Kraftforbruket i Noreg var 35 TWh i fjerde kvartal. Det var 6 prosent lågare enn kraftforbruket samanlikna med fjerde kvartal 2012. Det samla kraftforbruket for Noreg i 2013 på 129,2 TWh, noko som er ein nedgang på 0,6 prosent frå 2012. Totalt for 2013 vart det produsert 134,2 TWh, noko som er ein nedgang på 9,2 prosent. For heile 2013 var nettoeksporten på 5,1 TWh, samanlikna med 17,9 året før. Kraftprisane var 28-33 prosent høgare i 2013 enn året før. Prisoppgangen skuldast mellom anna høgare knappleik på vasskraftressursar samanlikna med 2012. Terminkontraktane for nordisk kraft i første og andre kvartal 2014 gjekk ned 17,8 og 16,7 prosent gjennom fjerde kvartal 2014. Våtare og mildare vêr i perioden er noko av forklaringa.

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

Innhald

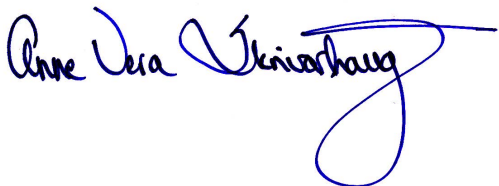
1	Kraftmarknaden i fjerde kvartal 2013	5
1.1	Ressursgrunnlaget	7
1.1.1	Nedbør	7
1.1.2	Snø	8
1.1.3	Grunn- og markvatn	9
1.1.4	Temperatur	11
1.1.5	Tilsig	12
1.2	Magasinutviklinga	14
1.2.1	Magasinutviklinga i Sverige og Finland	15
1.3	Produksjon	17
1.3.1	Noreg – nedgang i produksjonen i fjerde kvartal	18
1.3.2	Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa	19
1.4	Forbruk	22
1.4.1	Nedgang i kraftforbruket i fjerde kvartal	23
1.4.2	Kraftforbruket i dei andre nordiske landa	26
1.5	Andre energibærarar i Noreg	28
1.5.1	Fyringsoljar	28
1.5.2	Varmepumpar	30
1.5.3	Gass	31
1.5.4	Ved	32
1.5.5	Anna bioenergi	33
1.5.6	Fjernvarme	36
1.6	Kraftutveksling	38
1.6.1	Nordisk kraftutveksling	38
1.6.2	Kraftutveksling i Noreg	40
1.6.3	Kraftutvekslinga i dei andre nordiske landa	42
1.7	Kraftprisar	43
1.7.1	Kraftprisar i engrosmarknaden	43
1.7.2	Terminmarknaden	46
	CO2 og brenselsprisar	47
1.8	Hushaldskundar i sluttbrukarmarknaden	50
1.8.1	Straumprisar	50
1.8.2	Påslag på spotpriskontraktar	51
1.8.3	Straumutgifter i fjerde kvartal 2013	52
1.8.4	Straumutgifter i 2013	53
1.9	Utsikter for norsk kraftproduksjon	55
2	Vedlegg	56

Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i fjerde kvartal 2013. Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er fjerde utgåve i kvartalsrapportens 10. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert 6-8 veker etter utløpet av kvartalet.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidarar ved Energiavdelinga, Hydrologisk avdeling, kommunikasjonsavdelinga og Elmarkedstilsynet. Bidragsytarane for denne utgåva har vore Runa Haave Andersson, Christina Stene Beisland, Henriette Birkelund, Harald Endresen, Torgeir Ericson, Erik Holmqvist, Benedicte Langseth, Ingrid Magnussen, Maria Sidelnikova, Martin Andreas Vik og Thomas Væringstad. Gudmund Bartnes har leia arbeidet.

Oslo, 5. mars 2014



Anne Vera Skriverhaug

Avdelingsdirektør

1 Kraftmarknaden i fjerde kvartal, 2013

Varmt og vått vêr

Fjerde kvartal var mykje varmare enn normalt. Temperaturane låg 1-2 gradar over normalt i oktober og november, medan det i desember var om lag 4 gradar over normalen i heile landet. Austlandet opplevde den tredje varmaste desember sidan 1900.

Normalt med snø

Samla sett kom det meir nedbør over Noreg i fjerde kvartal enn normalt, men det er store regionale variasjonar i fordeling av snøen. Desember var den nest våtaste sidan 1900. Rekna i nedbørenergi kom det 57,4 TWh, noko som er 12,8 TWh meir enn normalt. Nedbøren i heile 2013 utgjorde ei energimengde på 128,6 TWh, som er 1,4 TWh mindre enn normalen. Mengda av energi lagra som snø i fjellet var om lag 10 prosent større enn normalt ved slutten av fjerde kvartal, trass i den milde vêrtypen.

Høgt tilsig

Tilsiget til dei norske kraftmagasina var 27,4 TWh i fjerde kvartal, noko som var 3,4 TWh høgare enn normalt. Dette heng saman med høgare temperaturar og meir nedbør enn vanleg. Sett under eitt kom det 126,8 TWh i 2013. Det er 3,2 TWh mindre enn normalt, og 7,3 TWh mindre enn i 2012.

Nær normal fyllingsgrad

Ved inngangen av 2013 var fyllingsgraden i vassmagasina litt under normalt. Eit kaldt og tørt vêr med lite tilsig førte til større nedtapping av magasina enn normalt fram mot våren. Årets lågaste fyllingsgrad vart registrert i byrjinga av mai og var 25,0 prosent eller 10,5 prosenteningar under normalt. Mykje nedbør i slutten av mai og juni bidrog til at fyllingsgraden auka til nivå over normalt mot midten av sommaren. Tørt vêr i heile juli og lågt tilsig dei fyrste haustvekene bidrog til at nedtappinga var større enn normalt i tredje kvartal. Ved inngangen av fjerde kvartal var dermed fyllingsgraden lågare enn normalt for årstida. Avstanden til normalen var på sitt høgaste i midten av oktober (uke 42), då fyllinga var 12,6 prosenteningar under normalt. Ved utgangen av 2013 var fyllingsgraden 68,2 prosent, noko som svarar til ei energimengde på 1,9 TWh under det normale for årstida. Mildt vêr, høgt tilsig og låg produksjon på slutten av året gav ein nesten normal magasinfyllinga ved årsskiftet.

Nedgang i forbruket

Kraftforbruket i Noreg var 35 TWh i fjerde kvartal. Det var 6 prosent lågare enn kraftforbruket i fjerde kvartal 2012. Hovudårsaka til nedgangen i forbruket var det milde vêret. Det samla kraftforbruket for Noreg var på 129,2 TWh i 2013, noko som er ein nedgang på 0,6 prosent frå 2012. Kraftintensiv industri hadde eit uforandra forbruk på 34,4 TWh.

Mindre produksjon

Kraftproduksjonen i Noreg var på 36,2 TWh i fjerde kvartal, noko som er ein nedgang på 7,4 prosent samanlikna med 2012. Nedgangen må sjåast i samanheng med at det i 2012 var rekordhøg kraftproduksjon. Lågare etterspurnad av kraft i heile Norden som følgje av dei høge temperaturane var også ein medverkane faktor til produksjonsnedgangen. Det var óg

begrensningar på utvekslingskapasitet, noko som dempa moglegheitene for å eksportere krafta. Totalt for 2013 vart det produsert 134,2 TWh, noko som er ein nedgang på 9,2 prosent frå 2012. Lågare fyllingsgrad ved inngangen av året og lågare tilsig er blant årsaka til nedgangen.

Nettoeksport i fjerde kvartal

Tal frå Nord Pool Spot synar at Noreg hadde ein nettoeksport av kraft på 1,4 TWh i fjerde kvartal i fjor. Året før var nettoeksporten på 2 TWh. For heile 2013 var nettoeksporten på 5,1 TWh, samanlikna med 17,9 året før. I løpet av året hadde Noreg nettoimport fram til vårflaumen, og nettoeksport frå veke 29. Norden hadde ein nettoimport på 0,3 TWh i fjerde kvartal og 2,1 TWh totalt over året. Noreg og Sverige var nettoeksportørar av kraft, medan Finland og Danmark vart nettoimportørar i 2013.

Auke i kraftprisane

I fjerde kvartal auka kraftprisane i Noreg, både samanlikna med kvartalet før og same kvartal i 2012. Prisane var 28-33 prosent høgare i 2013 enn året før. Prisoppgangen skuldast mellom anna høgare knappleik på vasskraftressursane enn i 2012. Det milde vêret og restriksjonar på utvekslingskapasitet dempa oppgangen i kraftprisane. Midt- og Nord-Noreg hadde dei høgaste kraftprisane i fjerde kvartal med 307 kr/MWh. Dette er ein auke på 11 prosent frå året før. Snittprisen i Vest- og Aust-Noreg var på 290 kr/MWh i fjerde kvartal, noko som er ein auke på 6 prosent frå fjerde kvartal i 2012. Sørvest-Noreg hadde lågast pris gjennom kvartalet på 288 kr/MWh. Det er ein auke på 7 prosent frå same tid i 2012.

Fall i terminprisane

Terminkontraktane for nordisk kraft i første og andre kvartal 2014 låg på 287,62 og 245,33 kr/MWh siste handledag i fjerde kvartal. Dette er ein reduksjon på høvesvis 17,8 og 16,7 prosent samanlikna med prisane ved inngangen av kvartalet. Våtare og mildare vêr i perioden er noko av forklaringa. Dei tilsvarande kontraktane for det tyske kraftsystemet vart prisa høgare enn dei norske ved utgangen av fjerde kvartal, noko som ikkje var tilfelle ved inngangen til fjerde kvartal i fjor.

Høgare sluttbrukarprisar og lågare nettleige.

Det var ein oppgang i sluttbrukarprisar i fjerde kvartal, noko som vart venta ut frå oppgangen i engrosmarknaden. Spotpriskontraktane varierte frå 39 til 41,2 øre/kWh, opp mellom 1,9 til 4,1 øre samanlikna med 2012. Eit utval standardvariabelkontraktar auka med 9,1 øre til 40,4 øre/kWh frå fjerde kvartal 2012. Straumkostnaden for ein gjennomsnittleg forbrukar i 2013 med eit fast forbruk på 20000 kWh gjekk likevel ned grunna lågare nettleige.

1.1 Ressursgrunnlaget

Tabell 1.1.1 Ressurstilgangen i Norden, TWh.

Mildt vær og meir nedbør enn normalt gav større tilsig enn normalen i fjerde kvartal 2013.

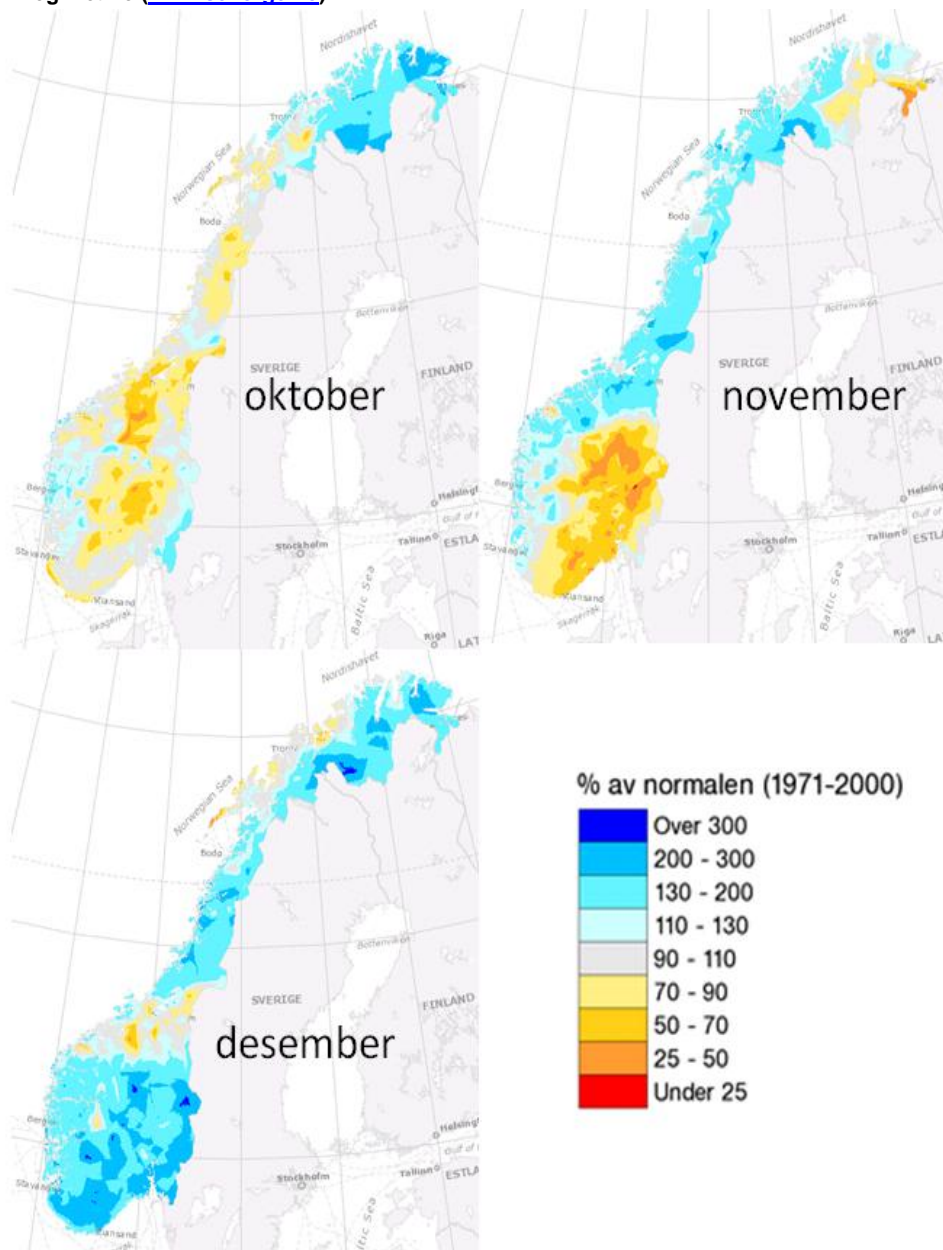
1.1.1 Nedbør

I oktober kom det om lag normale nedbørmengder for landet under eitt, medan det i november kom meir enn normalen frå Møre og Romsdal til Troms og mindre enn normalen på Aust- og Sørlandet. I følgje tal frå met.no kom det i desember 180 prosent meir nedbør enn normalen for landet under eitt. Årets desember vart med det den nest våtaste sidan 1900, våtast var 1975. Det kom mest nedbør i delar av Hordaland og Sogn og Fjordane med over 700 mm ved enkelte målestasjonar.

Resurstilgang TWh	4.kv. 2013	Avvik frå normalt	Siste 12 månader	Avvik frå normalt
Tilsig Noreg	27,4	+3,4	126,8	- 3,2
Nedbør Noreg	57,4	+12,8	128,6	-1,4
Tilsig Sverige	12,7	+ 1,9	61,9	- 1,2
Snø Noreg	Ca. 27	+3		

Figur 1.1.1 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) for oktober, november og desember 2013.

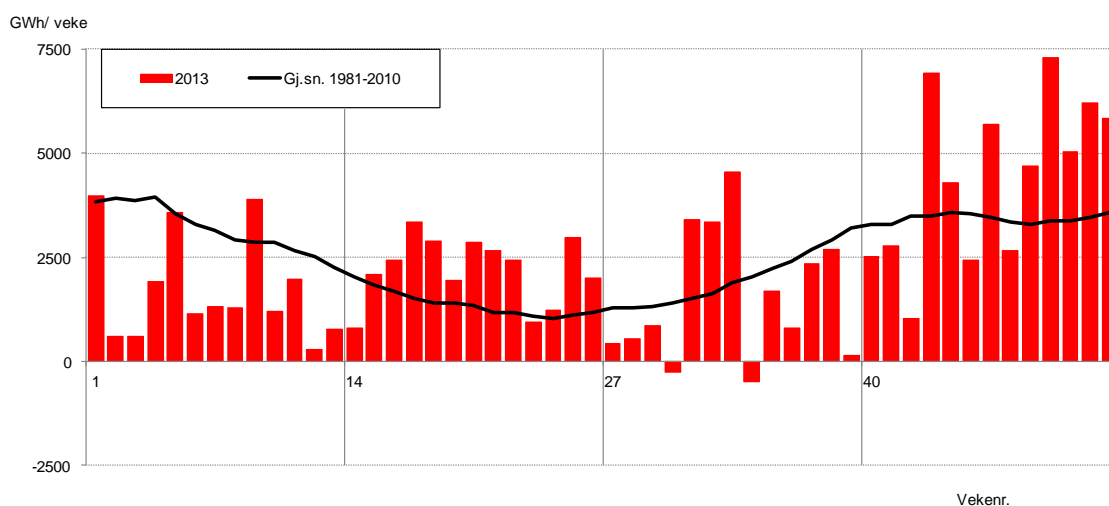
Kjelde: NVE og met.no (www.senorge.no).



Ifølge NVE sine tal kom det 57,4 TWh nedbøreneergi i fjerde kvartal. Det er 12,8 TWh meir enn normalen (figur 1.1.3). Dette er den største nedbørmengda som har verte målt i fjerde kvartal sidan 2006 og den 7. største sidan 1958, som var det første året for slike berekningar. I desember (veke 49-52) kom det om lag 24 TWh nedbøreneergi. Dette er det nest største sidan 1958 og 7 TWh lågare enn desemberrekorden frå 1975.

I sum for dei siste 12 månadene har det kome 128,6 TWh, eller 1,4 TWh mindre enn normalen.

Figur 1.1.3 Berekna nedbøreneergi¹ i 2011, 2012 og 2013. GWh/ veke. Kjelde: NVE



1.1.2 Snø

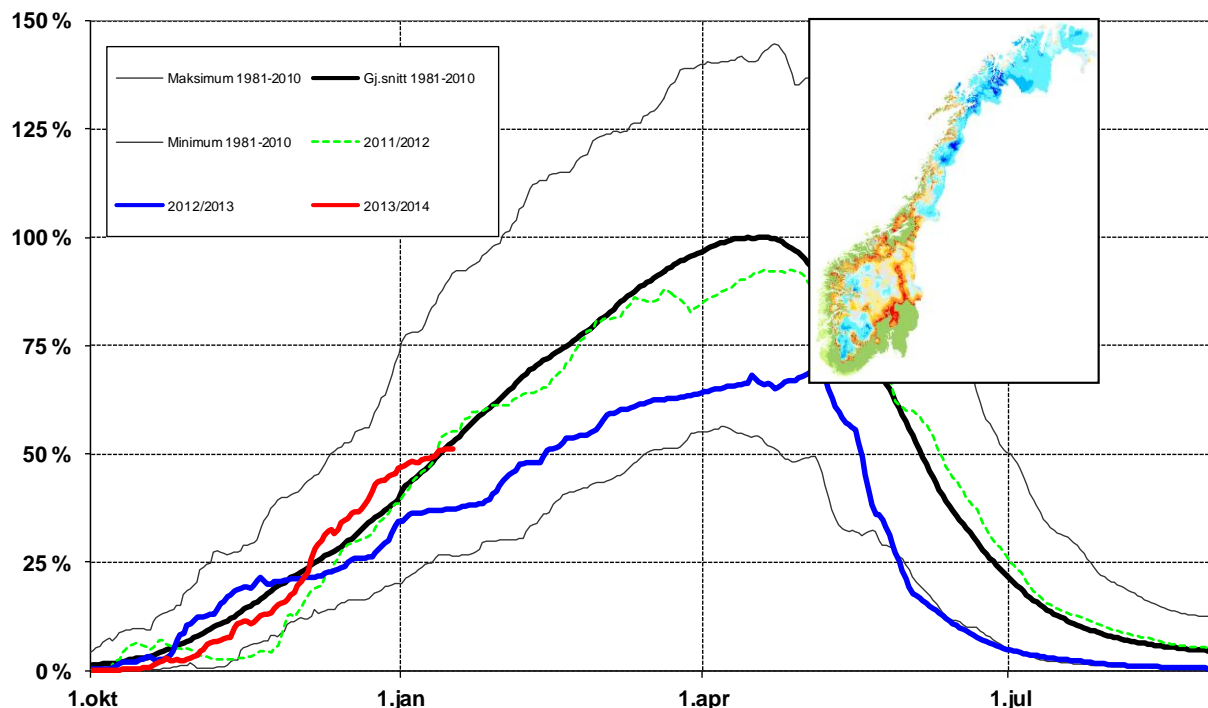
Figur 1.1.4 synar utviklinga av snømagasina gjennom året.

Mykje nedbør i desember gjorde at snømagasinet, trass i ei svært mild vêrtype, var om lag 10 prosent større enn normalt ved årsskiftet. Kartet i figur 1.1.4 synar at det ved årsskiftet likevel var store regionale skilnader med tanke på snø. Grovt sett var det meir snø enn normalen i fjellet frå Nord-Trøndelag og nordover og i deler av fjellheimen lenger sør, medan det stort sett var barmark i låglandet frå Trøndelag og sørover.

Våre berekningar synar at snømagasinet ved nyttår hadde ei energimengde på 27 TWh eller 3 TWh meir enn normalen. I snitt vil snømagasina nå ein topp i starten av andre kvartal med om lag 58 TWh før snøsmeltinga.

¹ Berekningane er basert på HBV-modellar som nyttast til å beskrive tilsiget til det norske vasskraftsystemet. HBV-modellane er kalibrert mot vassføringa i 82 nedbørfelt spreidd over heile landet. Modellane bereknar også mengda snø i dei ulike felta. Dette er så vektet i høve til den energimengda snøen utgjer i det enkelte feltet.

Figur 1.1.4 Utviklinga av snømagasinet vintrane 2011/12, 2012/13 og 2013/14 i prosent av gjennomsnittet for perioden 1981 - 2010. Kartet viser snømengda i prosent av normalt 1. januar 2014, i dei grøne områda er det barmark, i dei raude og gule mindre snø enn normalen og i dei blå områda meir snø enn normalen. Kjelde NVE.



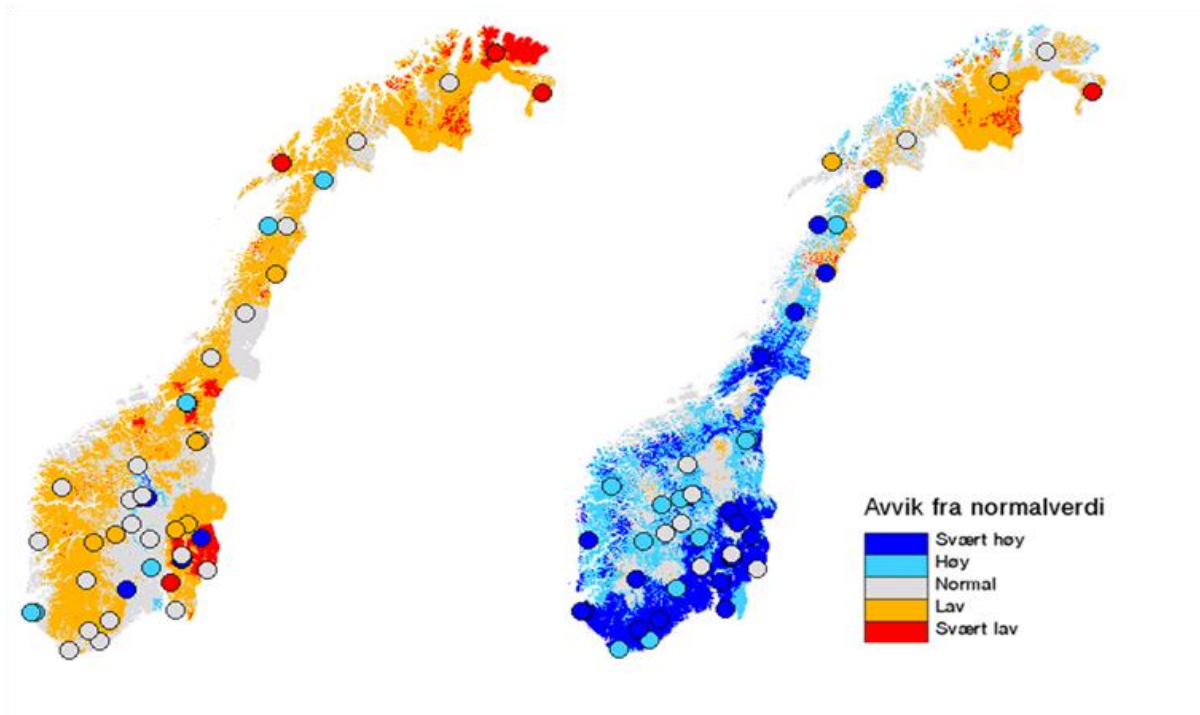
1.1.3 Grunn- og markvatn

Figur 1.1.5 illustrerer korleis grunnvasstanden ved utgangen av tredje og fjerde kvartal var samanlikna med normalt. Mykje nedbør og mildt vær i fjerde kvartal gav ein auke i både mark- og grunnvatn samanlikna med normalen.

Ut frå våre HBV-modeller er det på same vis som for snømagasinet, avviket frå normal lagerkapasitet i grunn- og markvatn målt i TWh som er rekna ut for det norske vasskraftsystemet. Ved starten av fjerde kvartal var lagerkapasiteten om lag 2 TWh større enn normalen (tørrare enn normalen), mens det ved utgangen av kvartalet var om lag 2 TWh mindre enn normalen (fuktigare enn normalen).

Slike berekningar er sjølvsagt hefta med ein del uvisse. Når temperaturen varierar kring 0 °C, som den har gjort i mange av dei 82 nedbørfelta i desember 2013, vil nedbør nokon gonger lagrast som snø og andre gonger som vatn i mark- og grunnvassmagasina. Ein liten feil i temperaturen vil difor kunne føre til for mykje/ lite lagra vatn i bakken og eventuelt for lite/ mykje snø. Ei anna kjelde til uvisse er kor godt vårt utval av HBV-modellar representerer dei areala som drenerer til vasskraftsystemet.

Figur 1.1.5 Simulert grunnvasstand 30. september 2013 (venstre) og 1. januar 2014 (høgre) klassifisert som avvik i høve til normalen for perioden 1981 - 2010. Sirklane representerer målt grunnvassnivå dei aktuelle datoane. Normalen tilsvarer ein verdi mellom 25- og 75-persentilen. Kjelde NVE.

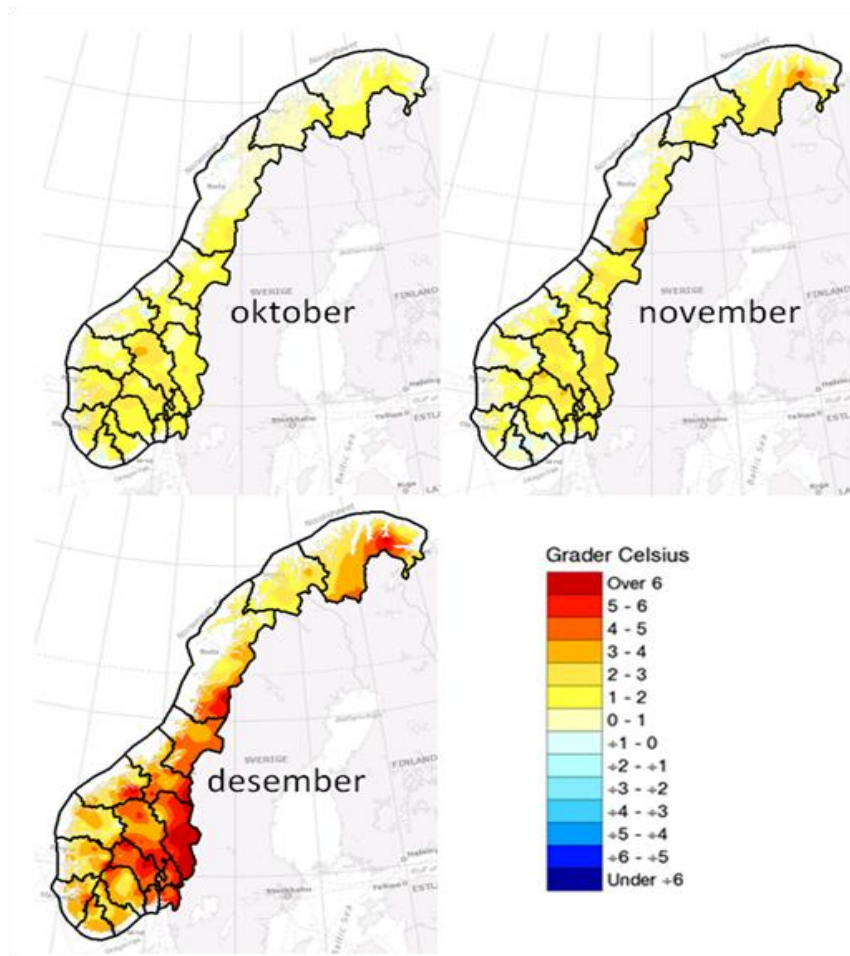


1.1.4 Temperatur

Temperaturen var over normalen i heile landet i fjerde kvartal. I oktober og november var temperaturen om lag 1 – 2 grader over normalen, medan det i desember var drygt 4 grader over normalen i heile landet.. Desember vart dermed den 8. varmeste sidan 1900. For Austlandet var avvika enda større kor desember 2013 vart den 3. varmeste sidan 1900 (met.no).

Figur 1.1.2 Temperatur, avvik i °C frå normalt (1971-2000) for oktober, november og desember 2013.

Kjelde: NVE og met.no (www.senorge.no).



1.1.5 Tilsig

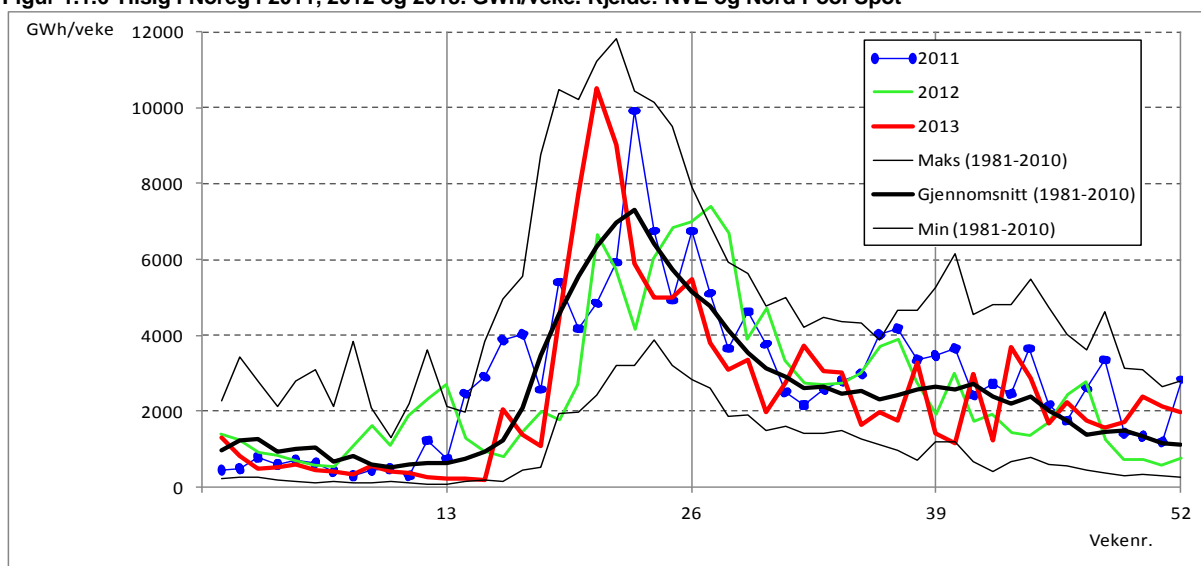
I fjerde kvartal 2013 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 27,4 TWh, noko som er 3,4 TWh høgare enn normalt og 7,0 TWh høgare enn i fjerde kvartal 2012.

I sum over året har tilsiget vore 126,8 TWh. Det er 3,2 TWh mindre enn normalt, og 7,3 TWh mindre enn i 2012.

Dei siste to åra har tilsiget vore 260,9 TWh eller nesten som normalt.

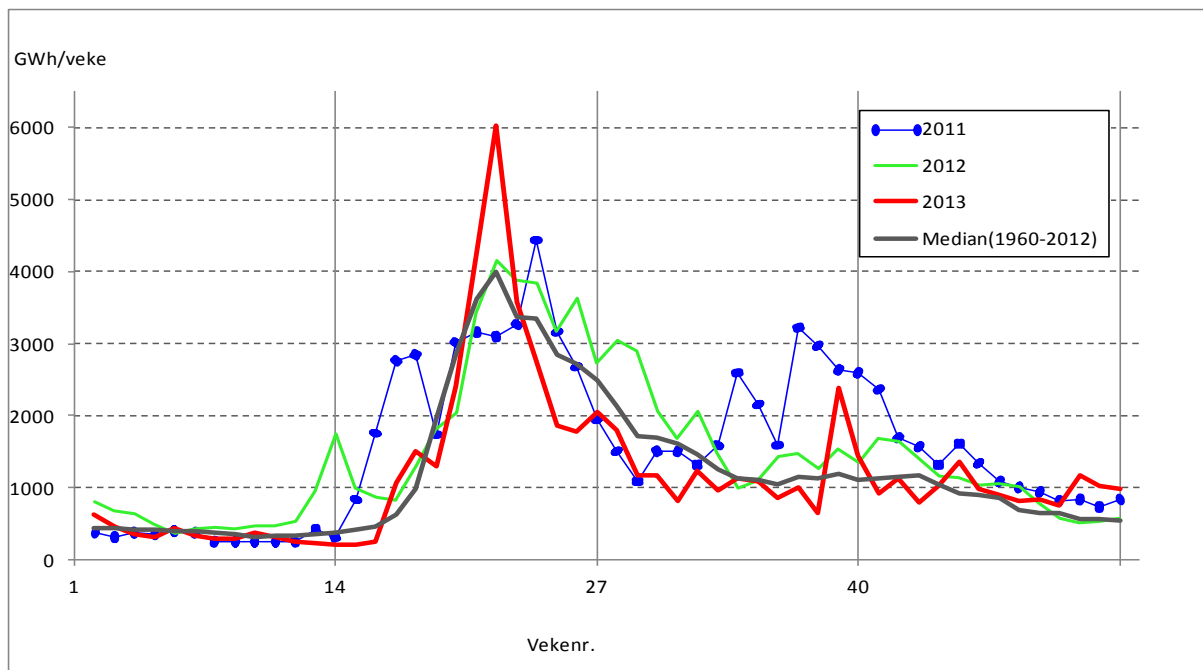
Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.6. Tilsiget var lågast i overgangen mars/ april, då det kom om lag 0,2 TWh/ veke. Mykje nedbør og mildt vêr gav flaum mange stader i Sør-Noreg i mai, men også mykje vatn til kraftmagasina. Det største veketilsiget i fjor kom i slutten av mai med om lag 11 TWh. Tidlig snøsmelting og lite nedbør utover sommaren, og tidlig på hausten, førte til at tilsiget stort sett låg under normalen frå starten av juni til midt i oktober. Vidare utover hausten gav mildvêr og rikeleg med nedbør eit tilsig som stort sett var over normalen. I desember var det flaum mange stader langs kysten av Nordland og sørover mot Nord-Trøndelag.

Figur 1.1.6 Tilsig i Noreg i 2011, 2012 og 2013. GWh/veke. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot



Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 12,7 TWh i fjerde kvartal. Det er 1,9 TWh meir enn normalt og 0,4 TWh mindre enn i same periode i 2012. I 2013 har tilsiget vore 61,9 TWh, noko som er 1,2 mindre enn normalt, og 14,6 TWh mindre enn i 2012. Dei siste to åra (2012-2013) har tilsiget vore 138,4 TWh. Det er 12,2 TWh meir enn normalt.

Figur 1.1.7 Tilsig i Sverige i 2011, 2012 og 2013. GWh/veke. Kjelde: Svensk energi



1.2 Magasinutviklinga

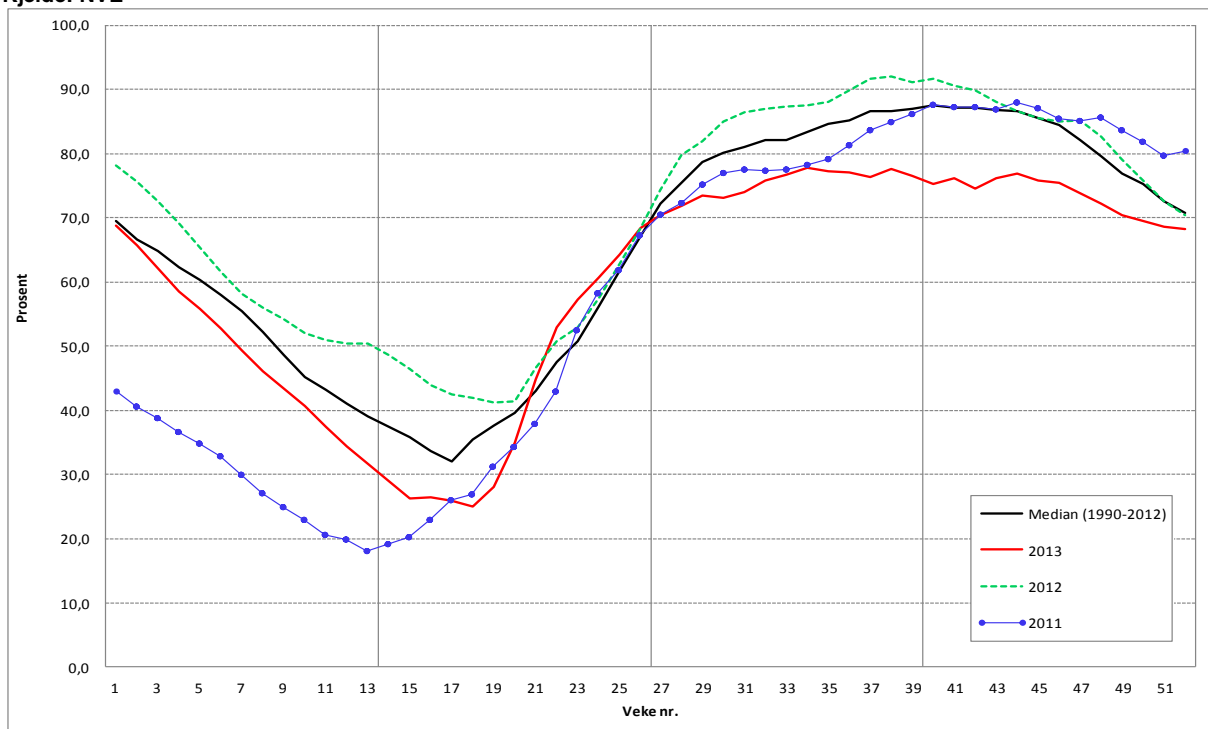
Fyllingsgraden ved inngangen av 2013 var litt under normalt, og godt under nivået frå 2012. Nivået frå 2012 var det høgaste registrerte på denne tida sidan 1982. Eit kaldt og tørt vêr med lite tilsig førte til større nedtapping av magasinane enn normalt fram mot våren. Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i byrjinga av mai (utgangen av veke 18) med 25,0 prosent, eller 10,5 under normalt. Varmt vêr frå slutten av april førte til stor snøsmelting og flaum.

Mykje nedbør i mai og juni bidrog til at fyllingsgraden auka mot nivå over normalt mot midten av sommaren. Ein tørr juli og tidlig haust med lite tilsig førte til større nedtapping av magasinane. Ved utgangen av veke 42 (midt i oktober) var magasinfyllinga 12,6 prosenteningar under normalt for årstida. Mildt vêr, høgt tilsig og låg produksjon på slutten av året gav nesten normal magasinfyllinga ved årsskiftet. Ved utgangen av 2013 var fyllingsgraden 68,2 prosent, eller 2,6 prosenteningar under det normale for årstida og 2,2 prosenteningar lågare enn til same tid i 2012. Det svarar til ein energimengde på 1,9 TWh.

Tabell 1.2.1: Magasinfyllinga i Norden. Kjelder: NVE, Svensk, www.environment.fi

Magasin- fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 4. kvartal (prosent)			Magasin- kapasitet TWh
	2013	2012	Median ²	
Noreg	68,2	70,4	70,8	84,3
Sverige	66,5	67,3	67,3	33,7
Finland	65,4	72,3	63,4	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasin (100 prosent = 84,3 TWh) i 2011, 2012 og 2013, prosent. Kjelde: NVE



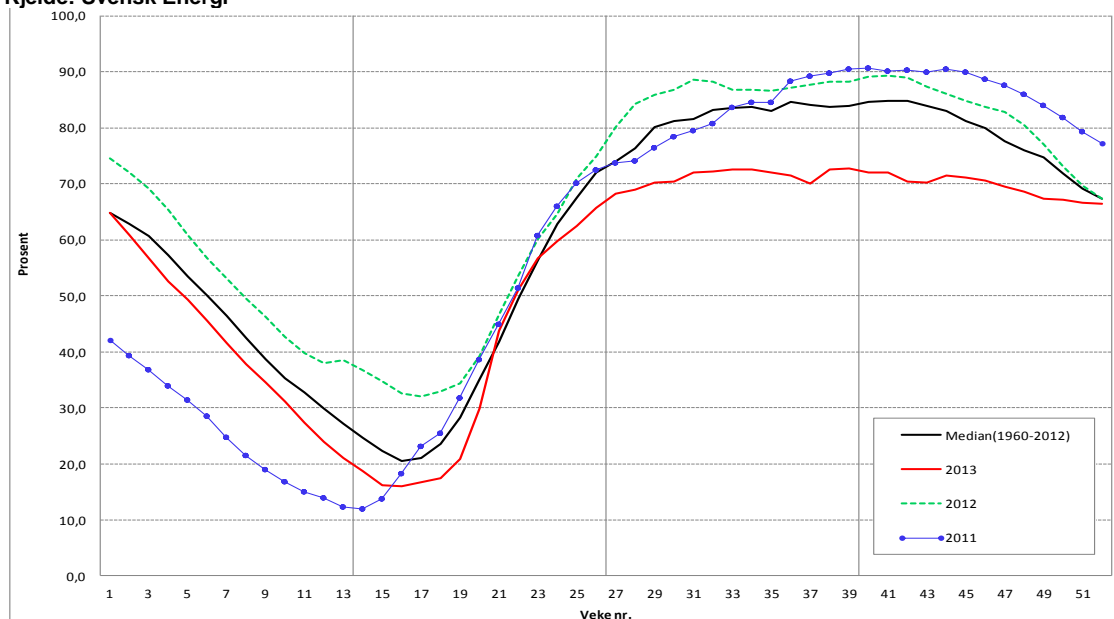
² Referanseperiode for beregning av medianverdier er 1990-2012 for Norge, 1960-2012 for Sverige og 1978-2010 for Finland.

1.2.1 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved inngangen av 2013 var fyllingsgraden for svenske magasin på 64,8 prosent, noko som er tilnærma normalt. Årets lågaste fyllingsgrad fann stad i midten av april (veke 16) med 16,0 prosent, medan fyllingsgraden nådde sitt høgaste nivå med 72,8 prosent i slutten av september (veke 39). Ved utgangen av 2013 var magasinutfyllinga 66,5 prosent, eller 0,8 prosentteiningar lågare enn til same tid i 2012. Dette svarar til ei energimengde på 0,3 TWh.

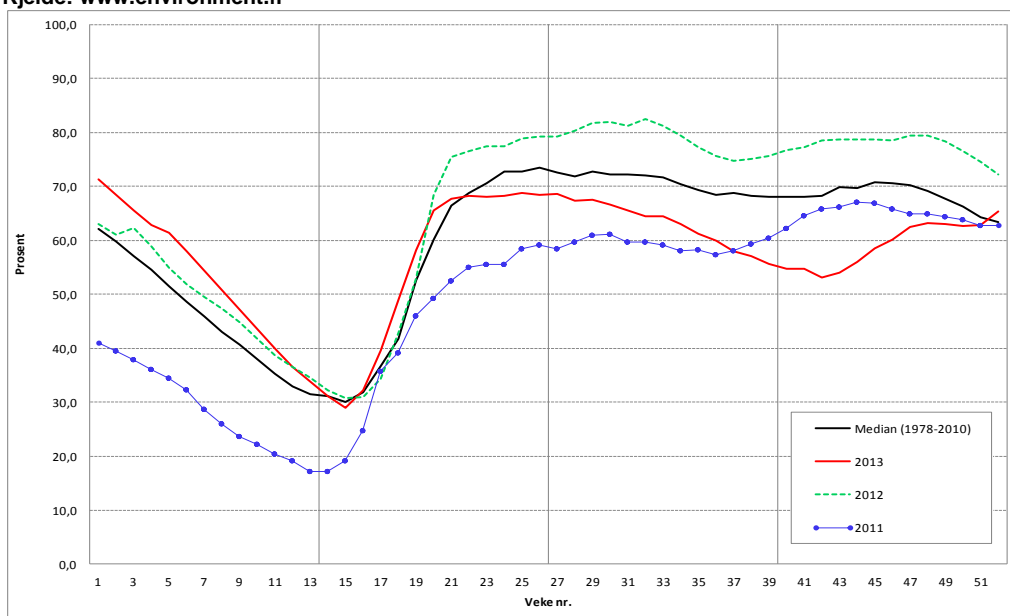
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,7 TWh) i 2011, 2012 og 2013, prosent.

Kjelde: Svensk Energi



Dei finske magasinane var på sitt høgaste ved inngangen av året med ein fyllingsgrad på 71,4 prosent. Dette er 8,9 prosentteiningar over medianverdien for perioden 1978-2010. Årets lågaste fyllingsgrad vart registrert i midten av april (veke 15) og var 28,9 prosent. Fyllingsgraden nådde 68,8 prosent i midten av juni (veke 25). Ved utgangen av 2013 var magasinutfyllinga 65,4 prosent, eller 2,0 prosentteiningar over medianverdien på same tidspunkt. Fyllinga ved utgangen av 2013 var 6,9 prosentteiningar lågare enn til same tid i 2012. Det svarar til ei energimengde på 0,4 TWh.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasin (100 prosent = 5,5 TWh) i 2011, 2012 og 2013, prosent.
Kjelde: www.environment.fi



I sum er det dermed lagra 0,7 TWh mindre energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av 2012.

Den lagra vassmengda i Norden ved utgangen av 2013 var 83,5 TWh. Dette er 2,5 TWh mindre enn til same tid i 2012 og 2,4 TWh mindre enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,5 TWh.

1.3 Produksjon

Det nordiske produksjonssystemet består av ulike teknologiar, og har ein samla kapasitet på vel 100 GW. Av dette utgjer vasskraft 50 GW, termisk kapasitet 30 GW, medan kjernekraft og vindkraft³ står for høvesvis 12 og 9 GW. Det nordiske vasskraftsystemet har om lag 125 TWh med magasinkapasitet, der 84,7 TWh av dette er lokalisert i Noreg.

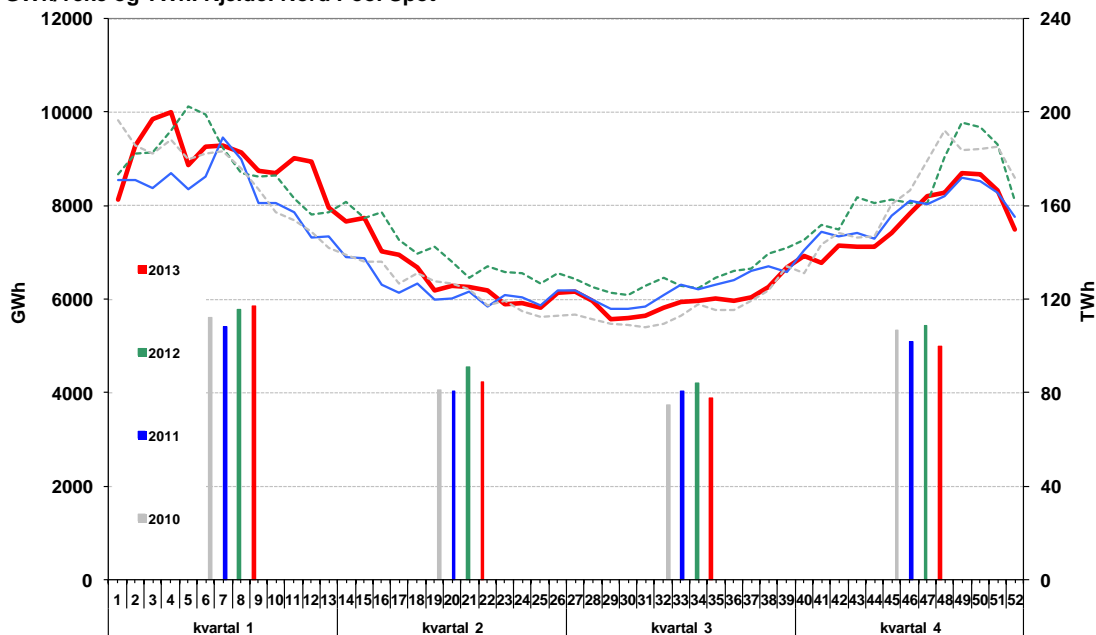
Vasskrafta har ein normalproduksjon⁴ på 130,5 TWh i Noreg, mens Sverige har ein tilsvarende produksjon på 66 TWh. Produksjon av vasskraft og vindkraft er avhengig av vêr- og tilsigshøve, men har ikkje kostnader knytte til brensel. Termisk kapasitet vil på si side ikkje produsere før brenselkostnadar korrigert for nyttegrad er lågare enn prisen på kraft.

Den totale nordiske produksjonen i fjerde kvartal var på 100,4 TWh. Dette er den lågaste produksjonen i dette kvartalet sidan 2006. Det er ein nedgang på 8,3 TWh, eller 8 prosent, samanlikna med same kvartal i 2012. Produksjonen var lågare i både Noreg, Sverige og Finland, men høgare i Danmark.

Produksjonsnedgangen frå 2012 til 2013 må sjåast i samanheng med den relative ressursituasjonen i dei to åra. Produksjonsnedgangen heng òg saman med at forbruket i fjerde kvartal vart dempa av høge temperaturar gjennom perioden. I tillegg var det redusert kapasitet på Norned-kabelen i delar av kvartalet, noko som kan ha medverka til at produsentane valde å redusere sin produksjon.

Den totale produksjonen av kraft i Norden i 2013 var 379,6 TWh. Dette var nær 5 prosent mindre enn den mengde kraft som vart produsert i 2012. Noreg og Sverige produserte høvesvis 8,4 og 7,5 prosent mindre i 2013 samanlikna 2012, medan Danmark og Finland produserte høvesvis 0,7 og 13,8 prosent meir.

Figur 1.3.1: Samla nordisk kraftproduksjon, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



³ Ein rekner med ei brukstid på mellom 2400 og opp mot 3000 timar i løpet av et år i forbindelse med vindkraft.

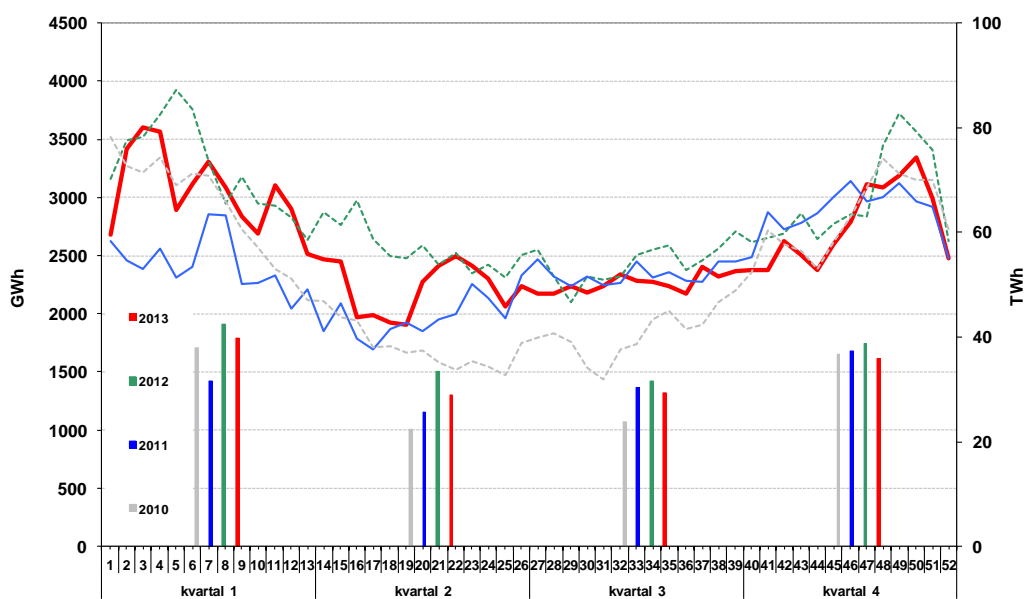
⁴ Normalproduksjonen til vasskraft berekna ved årsskiftet 2012/2013. Ved årsskiftet 2013/2014 har normalproduksjonen auka til 131,4 TWh.

1.3.1 Noreg – nedgang i produksjonen i fjerde kvartal

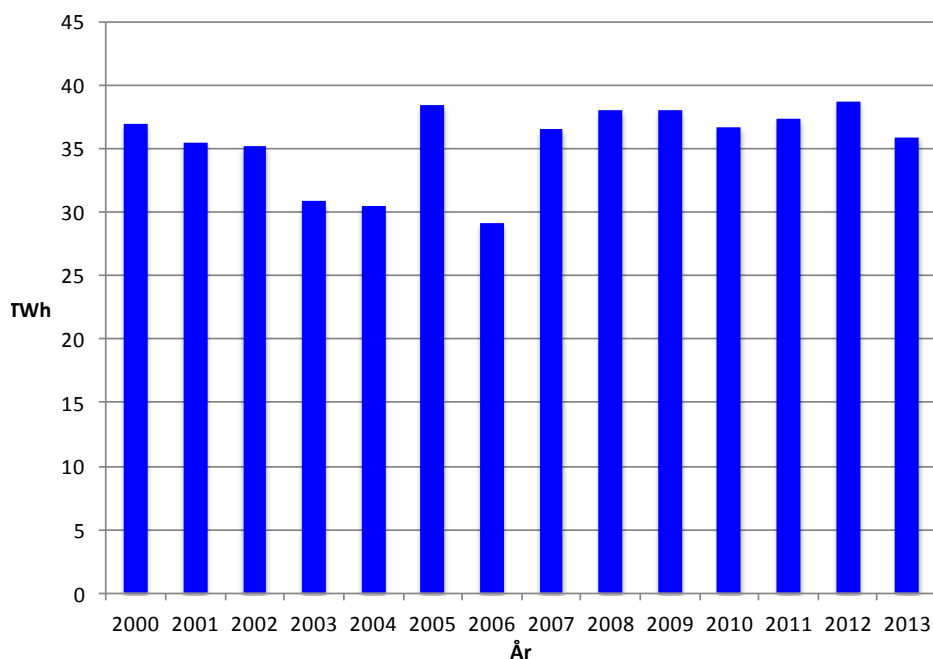
I følge tal frå SSB var norsk kraftproduksjon var på 36,2 TWh i fjerde kvartal. Samanlikna med 2012 er dette ein nedgang på 7,4 prosent. Kraftproduksjonen har ikkje vore så låg i fjerde kvartal sidan 2006.

I følge tal frå SSB var det ein auke i norsk vindkraftproduksjon på 37,6 prosent frå fjerde kvartal i 2012 til fjerde kvartal i 2013. Vindkraftproduksjonen i Noreg i heile 2013 låg på 1898 GWh, og utgjorde 1,4 prosent av produksjonsmiksen. Varmekraftproduksjon i fjerde kvartal var om lag uendra frå 2012 til 2013.

Figur 1.3.2: Norsk kraftproduksjon, 2010-2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot.



Figur 1.3.3: Kraftproduksjon i Noreg i fjerde kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Den norske årsproduksjonen var på 134,2 TWh i 2013 i følge tal frå SSB. Det er 7,4 prosent lågare enn rekordåret 2012. Til samanlikning vart den gjennomsnittlege årlege produksjonsevne for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) berekna til rundt 140 TWh ved utgangen av 2012. Talet forutsett at varmekraftanleggene produserar med full kapasitet igjennom året.

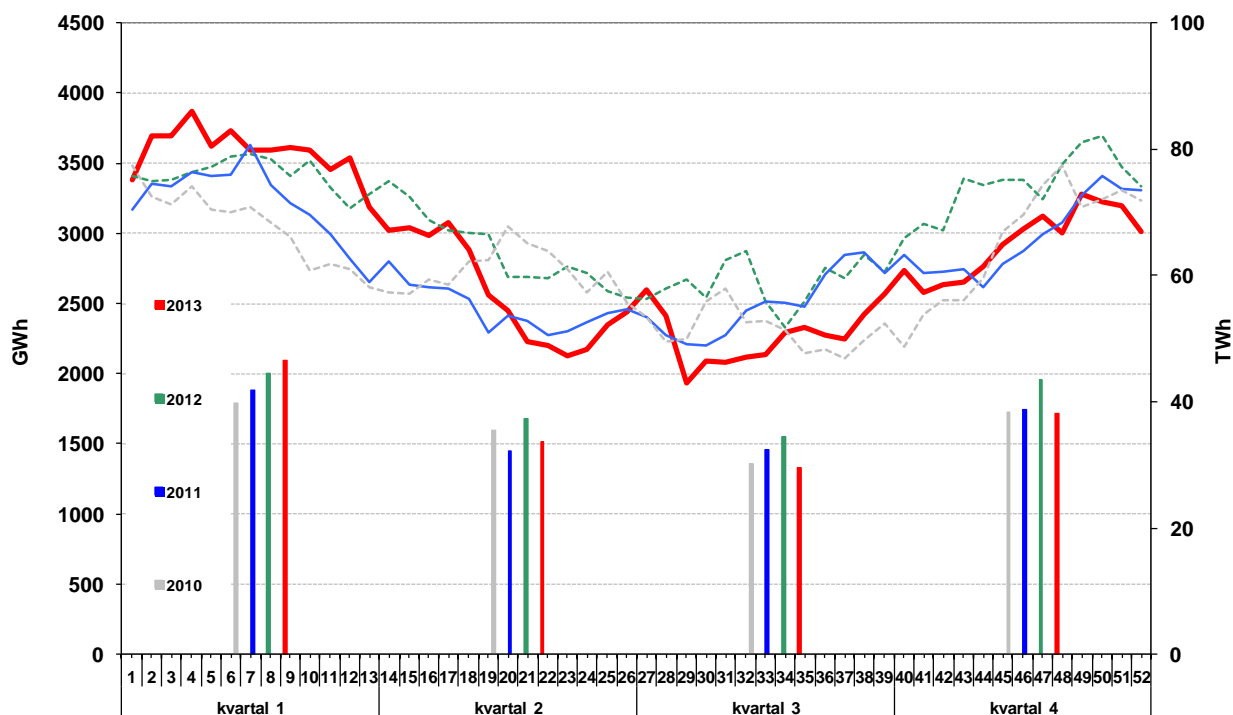
Lågare magasinifylling ved starten av 2013 saman med lågare tilsig enn i 2012 er hovudårsaka til at produksjonen vart lågare.

1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

Sverige produserte totalt 38,2 TWh elektrisk kraft i fjerde kvartal. Dette er ein nedgang på 12,2 prosent, eller 5,3 TWh, frå fjerde kvartal 2012. Vasskraftproduksjonen gjekk ned med 4,8 TWh til 14,8 TWh, medan kjernekraftproduksjonen gjekk ned med 1,1 TWh til 16,4 TWh. Kjernekraftverka sto dermed for den største andelen av svensk kraftproduksjon i fjerde kvartal. Vind- og termisk sto for 7,0 TWh av kraftproduksjonen, noko som er 10 prosent høgare enn i same kvartal i 2012.

Totalproduksjonen i Sverige i 2013 var på 147,7 TWh. Dette er 11,9 TWh mindre enn i 2012, men noko høgare enn 2010 og 2011. Vasskraft stod for litt over 60 TWh av produksjonen i 2013, noko som er lågare enn dei tre føregåande årane. Kjernekraftproduksjonen var til skilnad høgare i 2013 enn i dei tre føregåande åra og utgjorde nær 63 TWh. Øvrig varmekraft gjekk òg ned samanlikna med tidligare år og stod for omtrent 14 TWh i 2013. Vindkraftproduksjonen i Sverige stod for omtrent 9,7 TWh i 2013, noko som er nær 35 prosent meir enn i 2012 da produksjonen var på omtrent 7,2 TWh. I 2011 var vindkraftproduksjonen på litt over 6 TWh og i 2010 var den på om lag 3,5 TWh (svenskenergi.no).

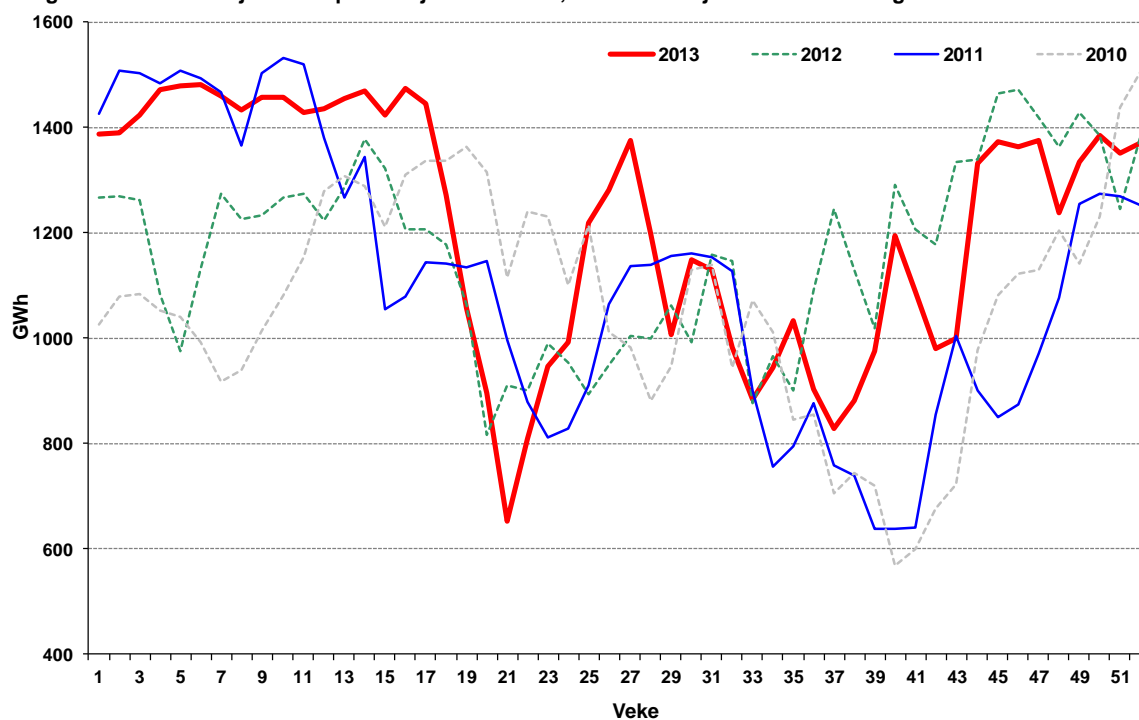
Figur 1.3.4: Svensk produksjon, 2010 – 2013, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.3.5 synar produksjonen frå svenske kjernekraftverk kvar veke dei siste fire åra. Kapasiteten er normalt sett høg gjennom vinteren. Grunna vedlikehaldsarbeid går kapasiteten noko ned om sommaren, for så å auke igjen utover hausten når kraftverka kjem tilbake i drift.

I fjerde kvartal var tilgjengelegheita i snitt 80 prosent . Figuren viser at produksjonen auka i veke 40, da Oskarshamn 3 vart tilgjengelege for marknaden etter å ha vore ute grunna feil. Produksjonen var lågare igjen i veke 42 og 43 da dette kraftverket igjen var ut av drift , men auka i veke 44 da kraftverket var tilbake. I veke 48 var Forsmark 1 ute av drift grunna feil.

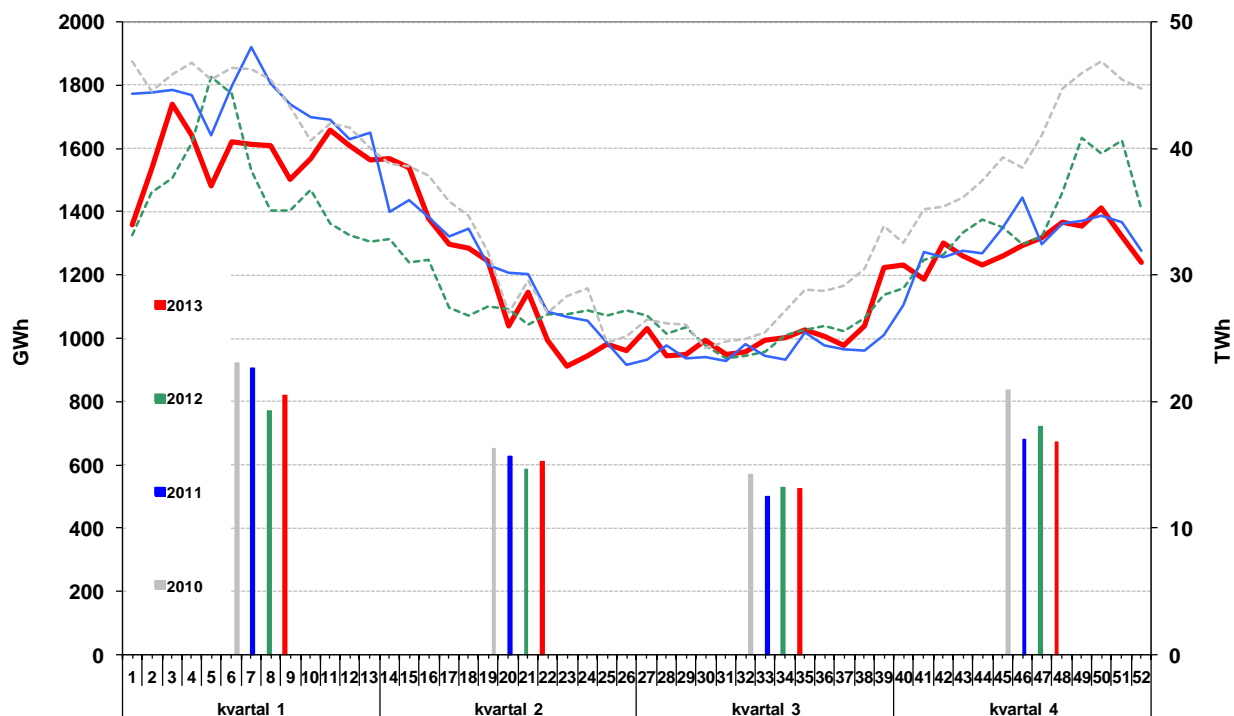
Figur 1.3.5: Svensk kjernekraftproduksjon 2010-2013, GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi



Finland produserte totalt 16,8 TWh kraft i fjerde kvartal. Dette var 1,3 TWh lågare enn i same kvartal i 2012. Vasskraftproduksjonen gjekk ned med over 40 prosent til 2,4 TWh, medan produksjon frå kjernekraft gjekk opp med 0,1 TWh. Anna kraftproduksjon hadde ein auke på 0,4 TWh til 8,5 TWh.

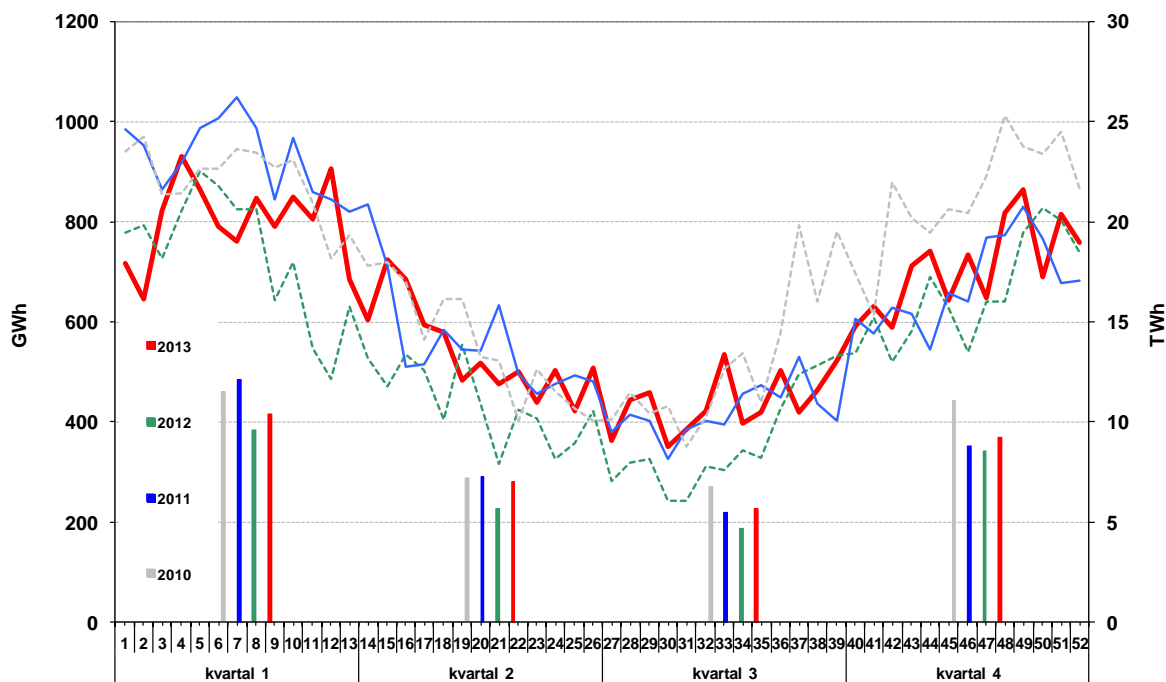
I 2013 hadde Finland ein produksjon på 65,7 TWh, som er 0,4 TWh meir enn det som vart produsert året før.

Figur 1.3.6: Finsk produksjon, 2010 – 2013, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Danmark hadde ein produksjon på 32,4 TWh i 2013, noko som er ein auke på 3,9 TWh samanlikna med 2012. I fjerde kvartal var den danske produksjonen på 9,2 TWh. Dette er 8,2 prosent, eller 0,7 TWh høgare enn for same kvartal i 2012.

Figur 1.3.7: Dansk produksjon, 2010 – 2013, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.4 Forbruk

Tabell 1.4.1: Kraftproduksjonen i Norden. Kjelde: Nord Pool Spot og SSB

I Norden har kraftprisane historisk vore relativt låge grunna god tilgang på rimeleg produksjonskapasitet som vasskraft og kjernekraft.

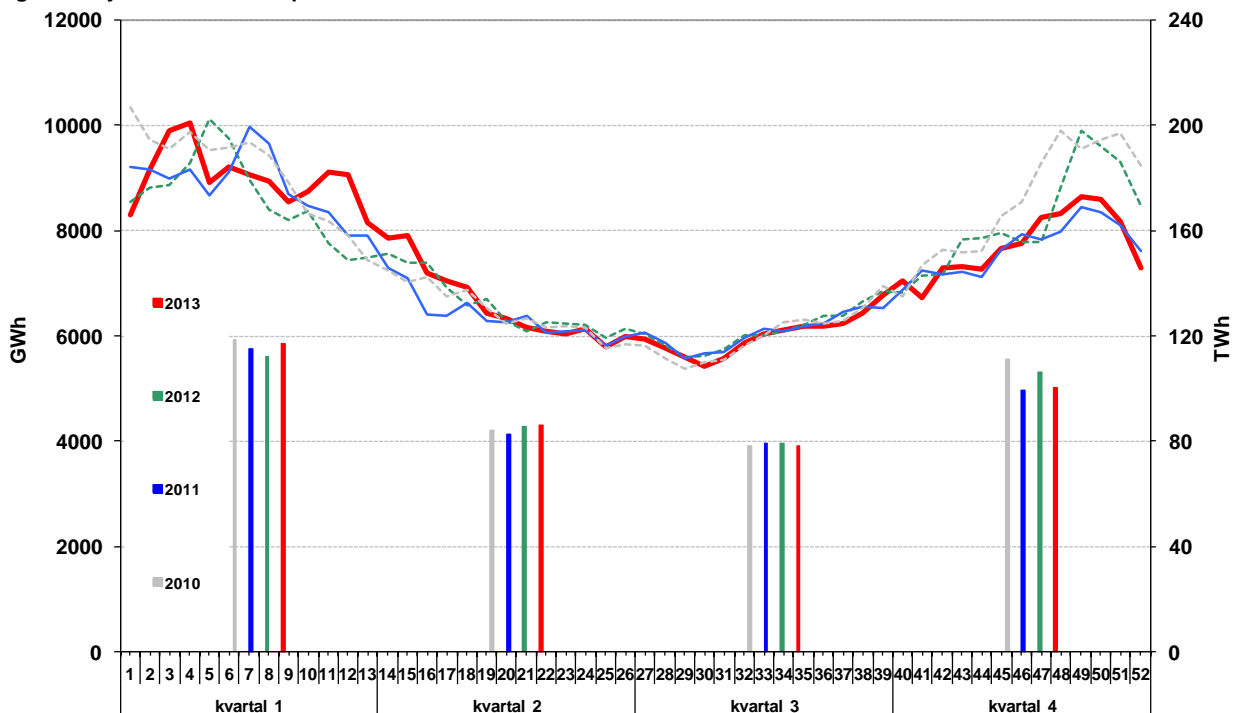
Dette har ført til ein relativt stor kraftintensiv industri og mykje bruk av elektrisitet til oppvarming. Temperaturen gjennom året er dermed ein

viktig drivar for det alminnelege forbruket, og forbruket vil typisk vere lågare på sommaren og høgare på vinteren. Utviklinga i samla kraft- og energibruk vil òg avhenge av fleire høve, mellom anna økonomisk aktivitet.

Det totale forbruket i Norden var i fjerde kvartal på 100,8 TWh. Dette er om lag 6,2 TWh, eller 5,8 prosent mindre enn forbruket for fjerde kvartal i 2012. Høgare temperaturar og høgare priser medverka til denne nedgangen. Forbruket i 2013 vart 382,1 TWh, som er 0,9 prosent, eller 3,7 TWh mindre enn i 2012 ifølgje tal NVE har motteke frå Nord Pool Spot og SSB.

TWh	4.kv. 2013	Endring frå 4.kv. 2012	Siste 52 veker	Endring frå foregåande 52 veker
Norge	35,0	-6,0 %	129,2	-0,6 %
Sverige	36,2	-6,1 %	138,3	-1,0 %
Finland	20,9	-6,1 %	81,1	-1,5 %
Danmark	8,7	-3,6 %	33,4	-0,5 %
Norden	100,8	-5,8 %	382,1	-0,9 %

Figur 1.4.1: Samla nordisk kraftforbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot

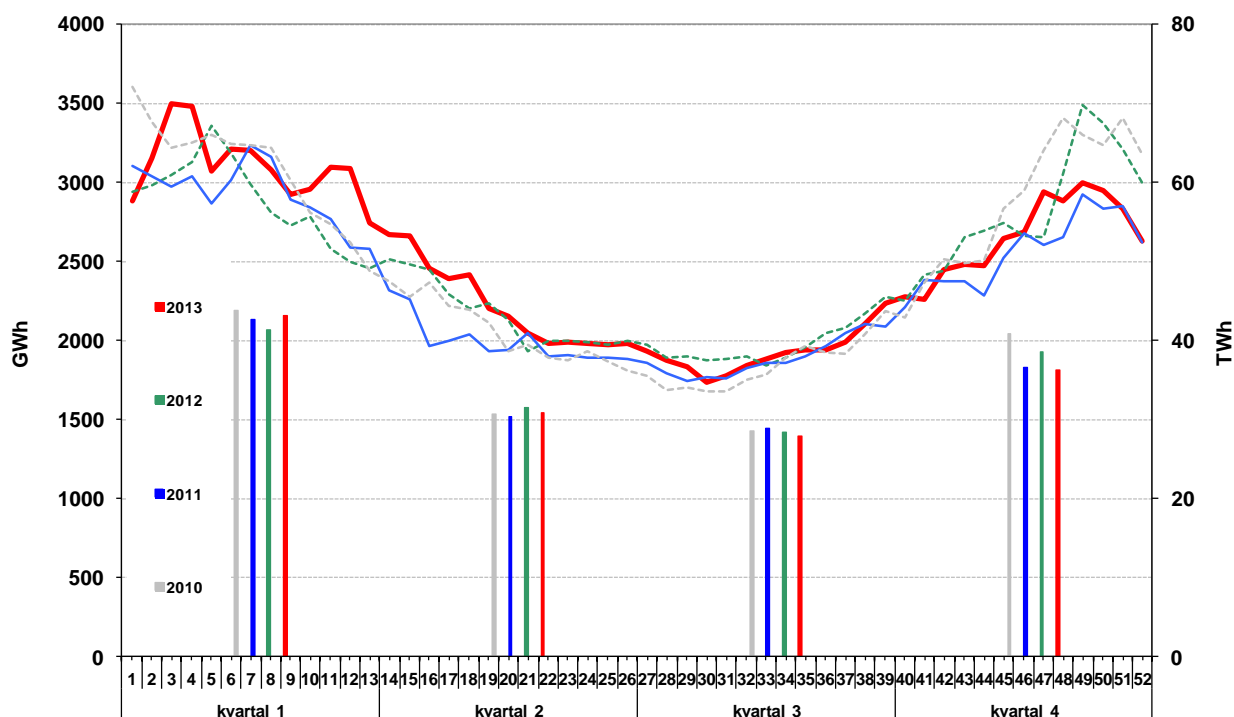


1.4.1 Nedgang i norsk kraftforbruk i fjerde kvartal

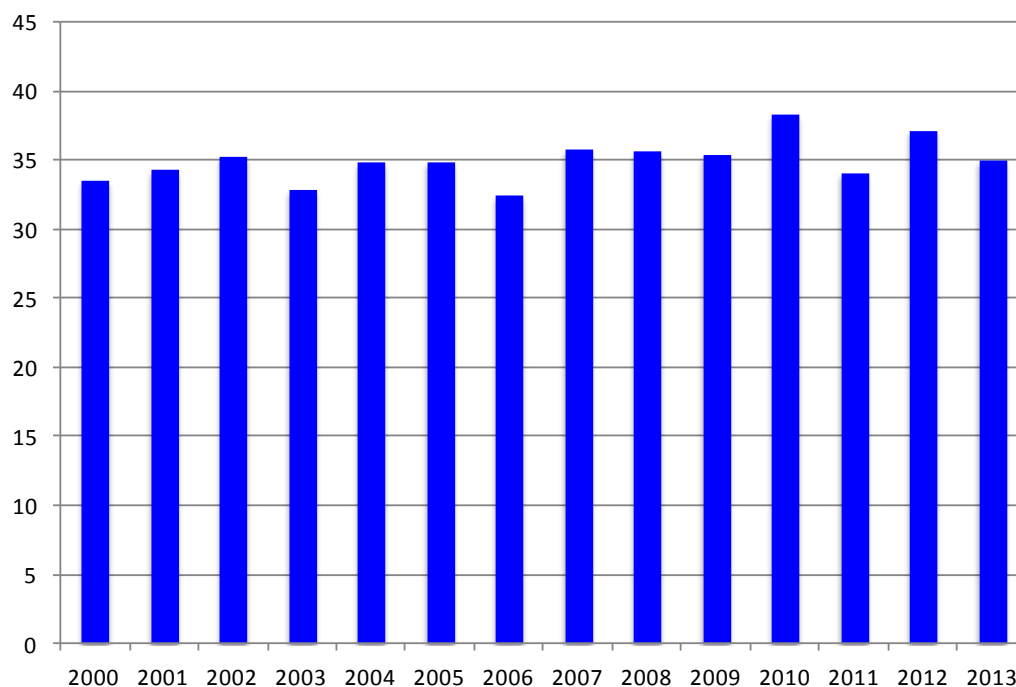
Det norske elektrisitetsforbruket var 35 TWh i fjerde kvartal mot 37,2 TWh i same kvartal i 2012. Det er ein nedgang på 6 prosent ifølgje SSB. Hovudårsaka er at temperaturane har vore høgare.

Produksjonsindeksen for norsk industri viser ein auke på 3,8 prosent i 2013 samanlikna med 2012. Det er stor skilnad mellom dei ulike industrinæringane og auken er høgast innan produksjon av investeringsvarar. Auken i norsk industriproduksjon har isolert sett medverka til auka kraftforbruk.

Figur 1.4.2: Norsk kraftforbruk 2010-2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot.



Figur 1.6.3: Innlandsk bruttoforbruk av elektrisk kraft i fjerde kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: SSB

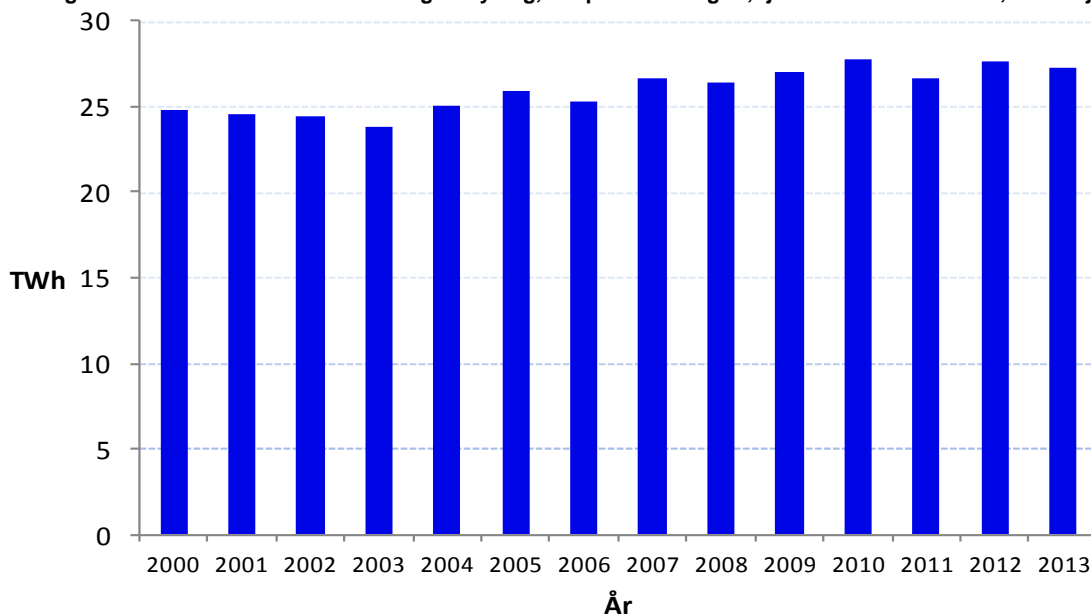


I 2013 vart det norske elektrisitetsforbruket 129,2 TWh ifølgje tal frå SSB. Dette er ein nedgang på 0,6 prosent samanlikna med året før. Kaldt vêr i første kvartal medverka til høgare forbruk ved starten av 2013, medan det milde vêret i fjerde kvartal i 2013 gjorde at kraftforbruket i sum for året gjekk ned samanlika med 2012.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 21,5 TWh i fjerde kvartal i 2013 mot 23,3 TWh i same kvartal i 2012. Det er ein nedgang på 7,75 prosent. For hele året 2013 var forbruket i alminnelig forsyning på 76,6 TWh. Det er ein oppgang på 0,9 prosent samanlikna med 2012. Om ein medreknar ein befolkningsvekst på 1,3 prosent tydar dette likevel på at alminneleg forsyning per innbyggjar gått ned.

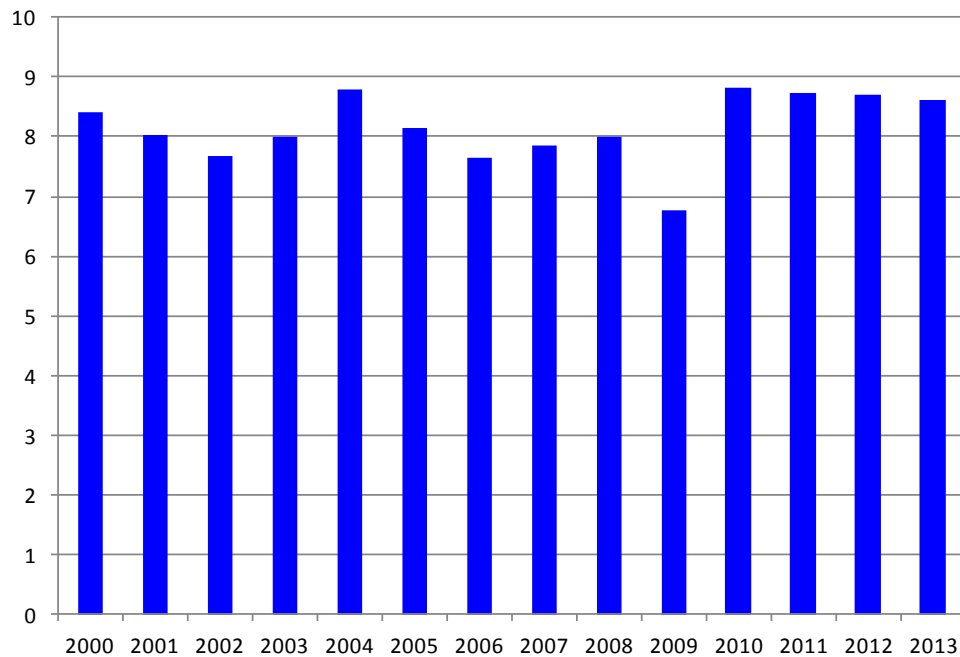
Fjerde kvartal var både varmare enn same kvartal 2012 og varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturtilhøve vart det alminnelege forbruket 27,3 TWh i fjerde kvartal 2013 mot 27,6 TWh i tilsvarande kvartal i 2012. Det er ein nedgang på 1 prosent. I heile året 2013 var dette forbruket om lag på same nivå som i 2012 på 94,5 TWh.

Figur 1.6.4: Bruttoforbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, fjerde kvartal 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



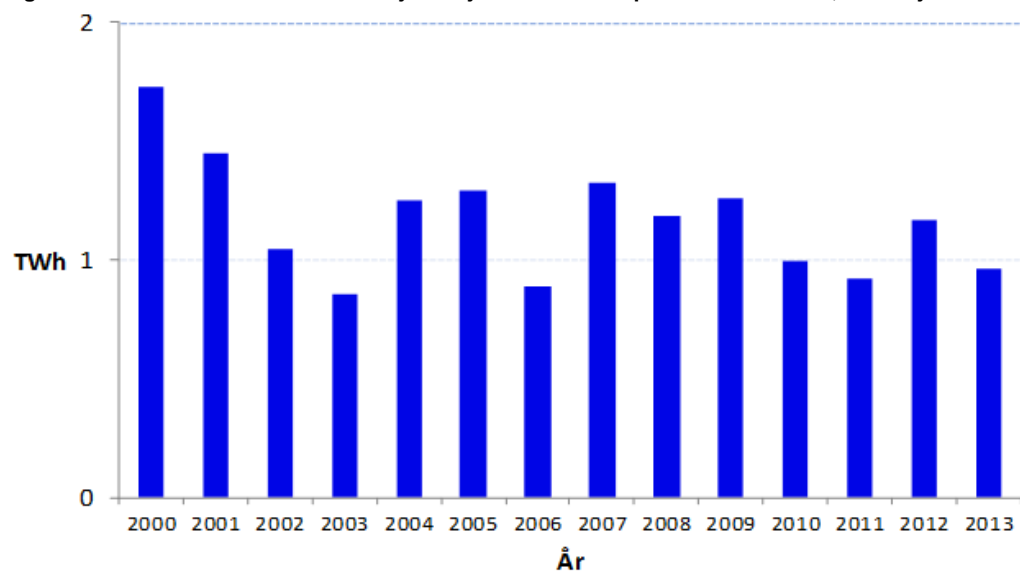
Bruttoforbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 8,6 TWh. Det er 1 prosent lågare enn i same periode i 2012. I årets ni første månader var det ein auke 2,1 prosent. Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 30,5 TWh. Det er ein auke på 1,7 prosent frå same periode eit år før.

Figur 1.6.5: Bruttoforbruk i kraftintensiv industri i fjerde kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: SSB



Forbruket av kraft til elektrokjeler vart i fjerde kvartal 17,1 prosent lågare enn same kvartal i 2012. Redusert oppvarmingsbehov grunna mildvêr i fjerde kvartal har medverka til nedgangen. Elkjelforbruket gjekk opp med 4,1 prosent i 2013 til totalt 3,7 TWh. Låge temperaturar i starten av året medverka til at det totale elkjelforbruket auka frå 2012 til 2013.

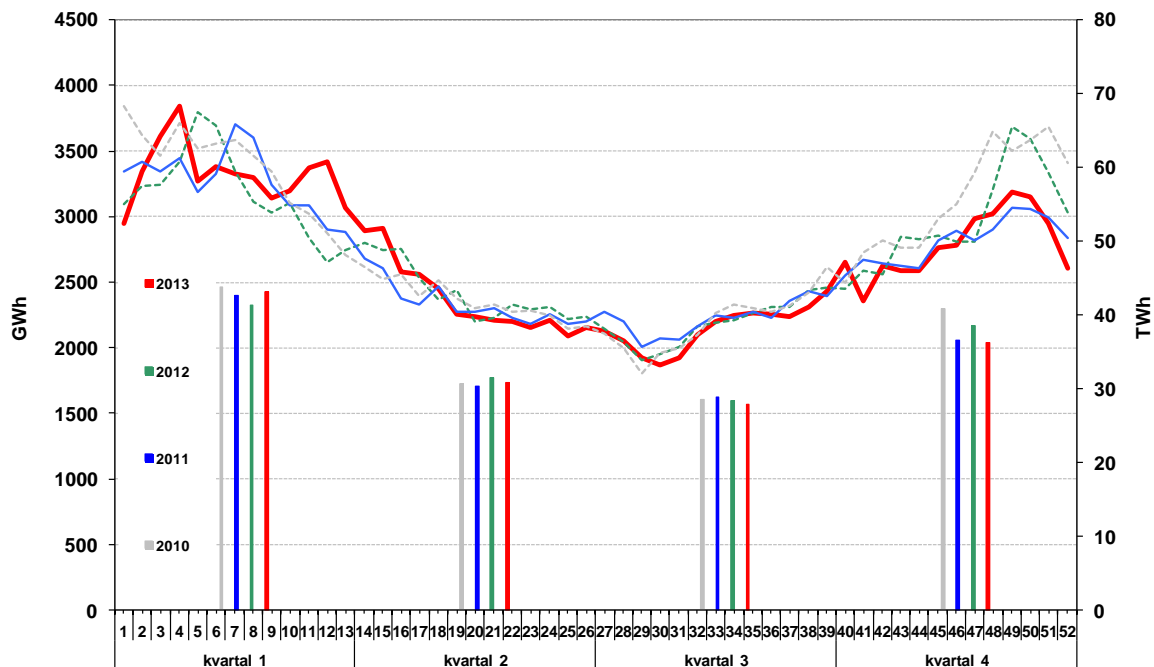
Figur 1.6.6: Forbruk av kraft til elektrokjeler i fjerde kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

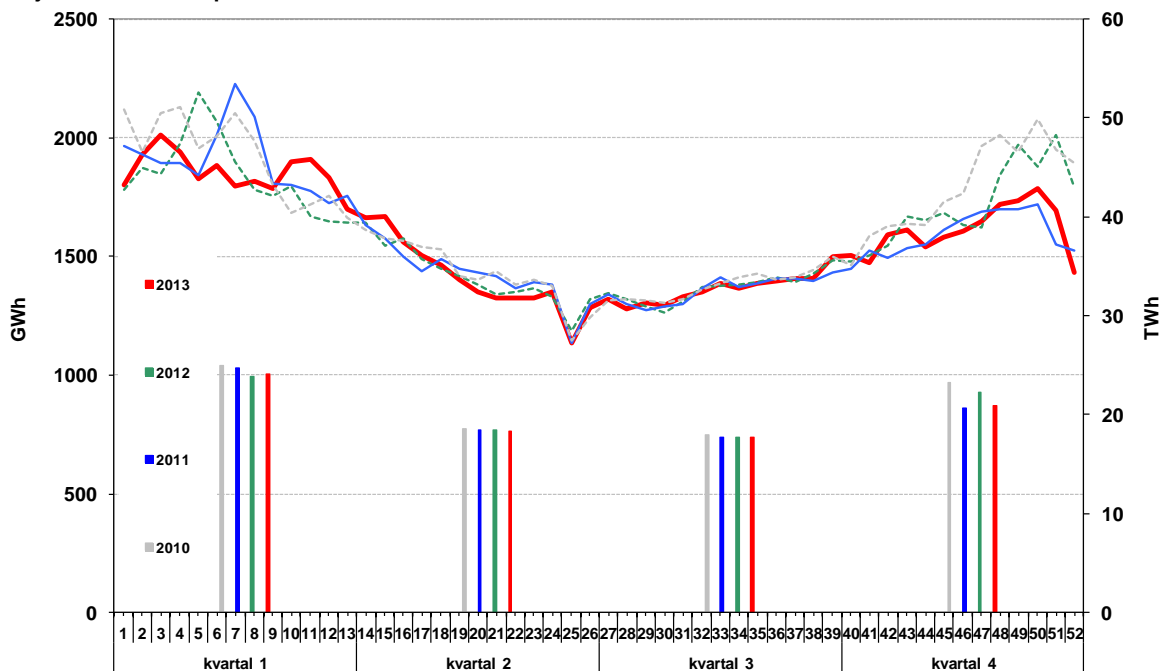
Kraftbruken i Sverige var på 36,2 TWh i fjerde kvartal. Dette er 2,3 TWh lågare enn fjerde kvartal i 2012. I 2013 var kraftforbruket 138,3 TWh, noko som er 1,5 TWh mindre enn i 2012.

Figur 1.6.7: Svensk forbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



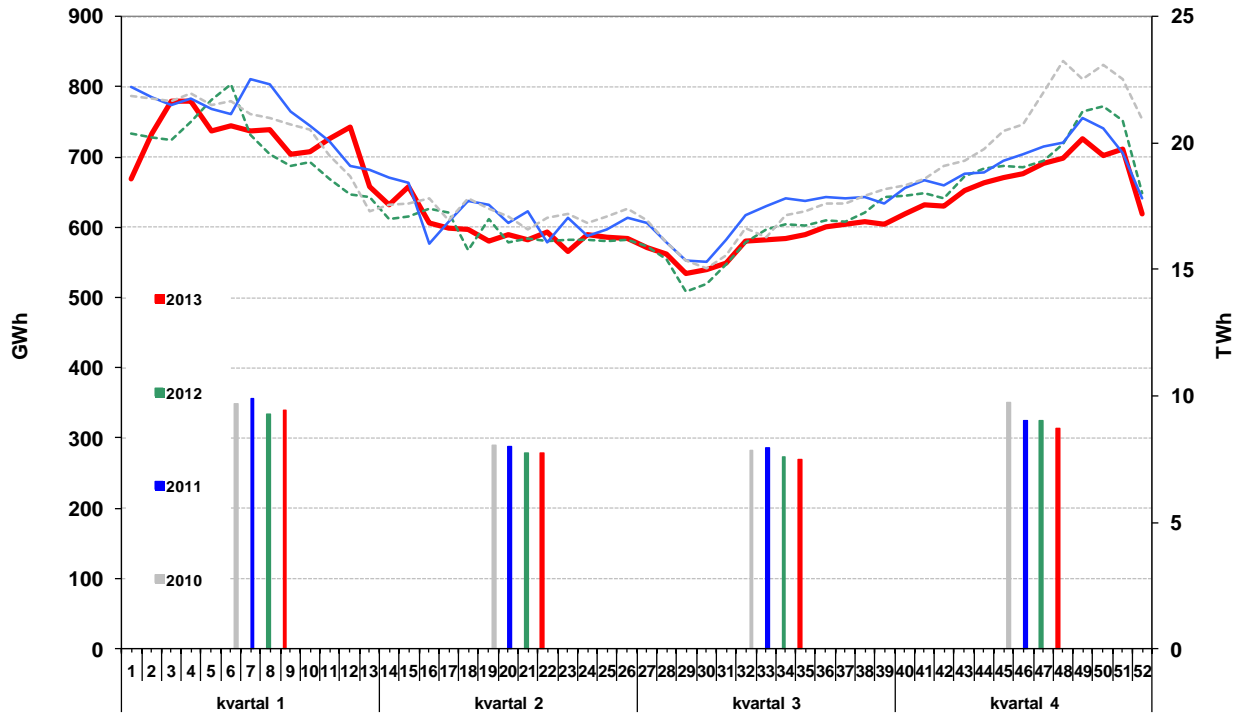
I Finland var kraftbruken i fjerde kvartal 20,9 TWh, som er 1,3 TWh mindre enn i fjerde kvartal 2012. Forbruket i 2013 var på 81,1 TWh, ein nedgang på 1,2 TWh frå 2012.

Figur 1.6.8: Finsk forbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



I Danmark nyttast mykje fjernvarme, og berre ein liten del av kraftforbruket går til oppvarming. Det danske forbruket er difor mindre temperaturavhengig enn forbruket i dei andre nordiske landa. Kraftforbruket i Danmark var i fjerde kvartal på 8,7 TWh. Dette er 0,3 TWh lågare enn forbruket i fjerde kvartal 2012. Kraftforbruket på Jylland og Sjælland var på høvesvis 5,1 og 3,6 TWh. I 2013 hadde Danmark eit kraftforbruk på 33,4 TWh, noko som er 0,2 TWh mindre for 2012.

Figur 1.6.9: Dansk forbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.5 Andre energibærarar i Noreg

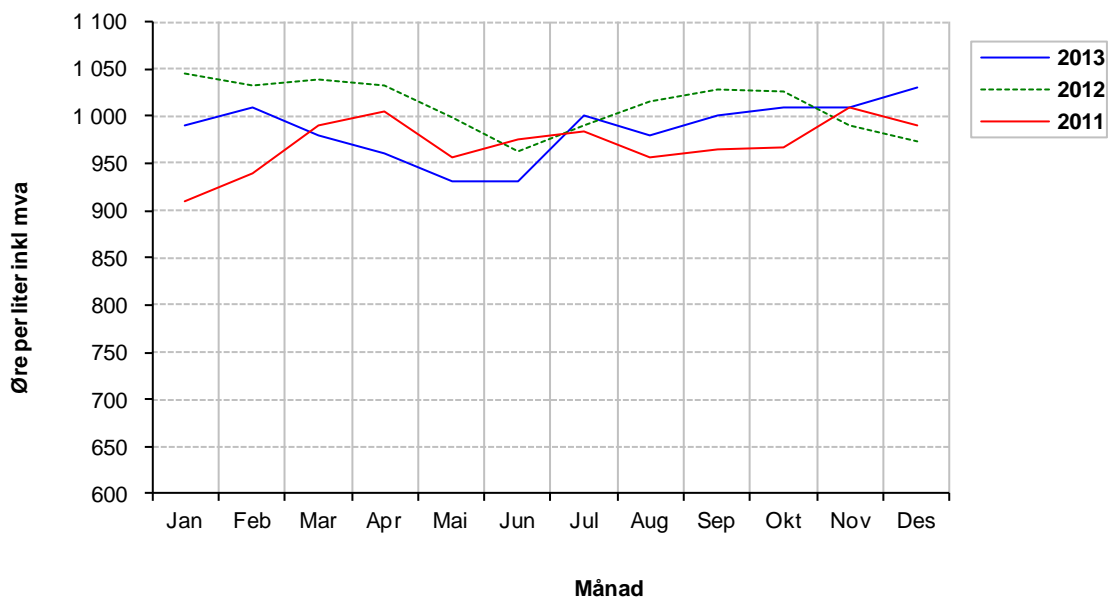
I tillegg til elektrisitet er biobrensel, fjernvarme, olje, parafin og gass viktige energibærarar i stasjonær sluttbruk. For andre energibærarar enn elektrisitet finst ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk⁵. Salstal for petroleumsprodukt kan nyttast som ein indikator på sluttbruk av petroleumsprodukt.

1.5.1 Fyringsoljar

Til oppvarming i stasjonær sektor vert i hovudsak petroleumsprodukta fyringsparafin og lett fyringsolje nytta. Fyringsparafin vert stort sett brukt i hushald. Lett fyringsolje vert nytta i fleire sektorar, men NVE fokuserer her på stasjonære formål innan industri, bergverk og kraftforsyning, hushald, næringsbygg m. v. og offentlig verksemd. Bruken av petroleumsprodukt til oppvarming avhenger i stor grad av prisane til olje og elektrisitet, fordi mange sluttbrukarar har utstyr som tillet veksling til den til ein kvar tid rimelegaste energibæraren.

Prisen på lett fyringsolje har vore stigande frå 2006, og ligg i 2013 på om lag 50 prosent over nivået frå 2006. Prisutviklinga⁶ for lett fyringsolje har vore var relativt jamn i 2013, med unntak av ein lågare periode før sommaren. Prisen auka mot slutten av året, og i desember var prisen på det høgste i 2013. Prisen på lett fyringsolje har sidan 2011 lege høgt over spotprisen på elektrisitet.

Figur 1.5.1 Pris på lett fyringsolje, øre per liter inkl. mva. Kjelde SSB

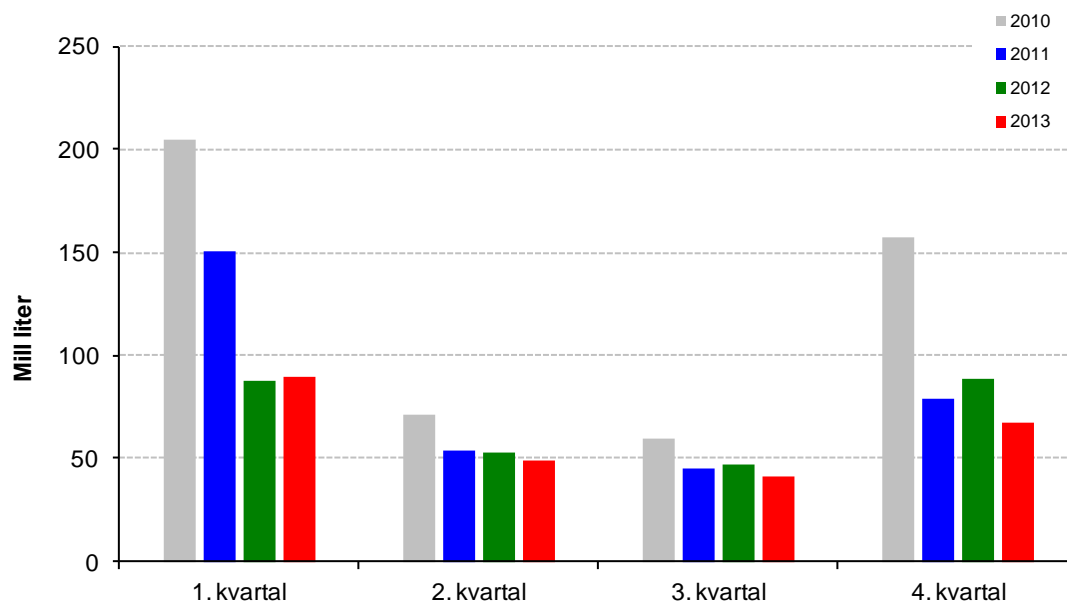


Figuren under synar at det i fjerde kvartal 2013 vart selt 67 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v. og offentlig verksemd). Det er ein nedgang på 24 prosent frå fjerde kvartal 2012, og ein nedgang på 15 prosent frå tredje kvartal 2011.

⁵ For dei andre energibærarane tar NVE med tal avhengig av når dei vert publisert av interesseorganisasjonar eller SSB

⁶ Prisane er berekna frå SSBs sin konsumprisindeks. Det er pris for fyringsolje med standard kvalitet med levering til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medrekna dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane reknast eit vege gjennomsnitt.

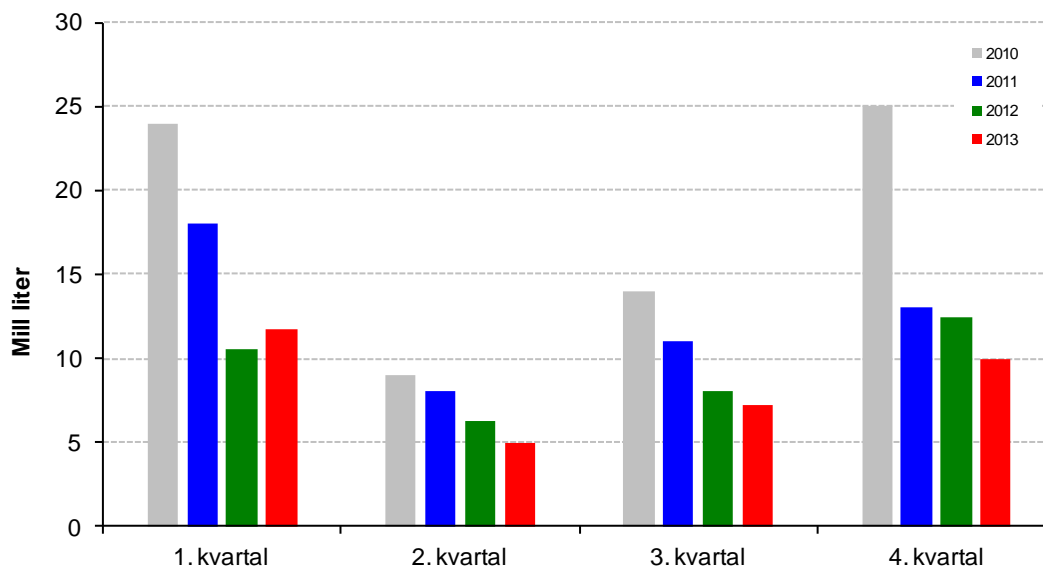
Figur 1.5.2 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m. v., og offentlege verksemdar, 2010-2013. Millionar liter. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I fjerde kvartal 2013 vart det selt 10 millionar liter fyringsparafin, 20 prosent mindre enn i fjerde kvartal 2012.

Over tid har det vore ein jamn nedgang i sal av fyringsoljer og fyringsparafin. Året 2010 var eit unntak grunna låge temperaturar, medan den fallande trenden fortsette etter 2010. Salet av fyringsolje og -parafin i første kvartal 2013 braut med denne trenden. Dette kan skuldast at første kvartal 2013 var kaldare enn dei første kvartala i dei føregåande åra.

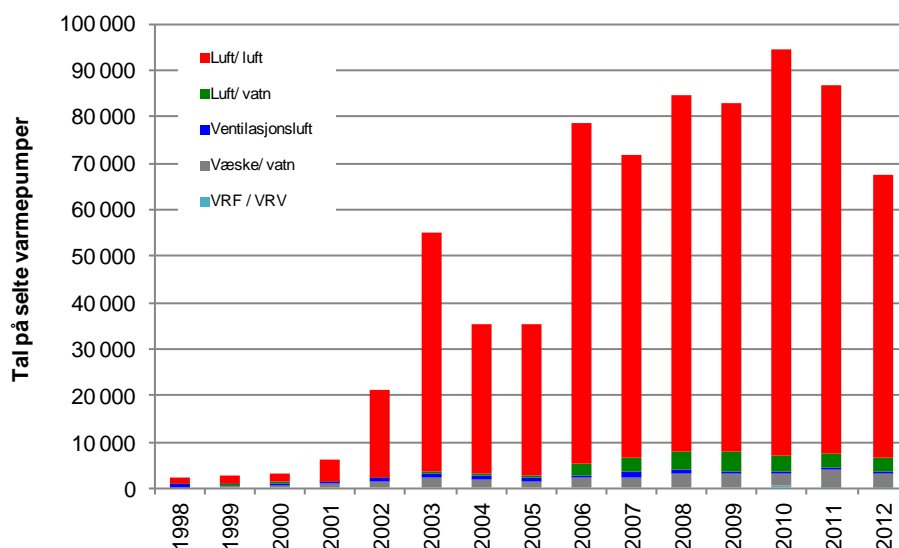
Figur 1.5.3 Kvartalsvis sal av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustader, næringsbygg m. v., og offentlig verksamd, 2010-2013. Millionar liter. Kjelde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



1.5.2 Varmepumper

Statistikk frå Norsk Varmepumpeforening (NOVAP) viser ein nedgang i salet av varmpumper frå 2011 til 2012. I 2012 vart det selt drygt 64 000 varmpumpar, mot om lag 87 000 i 2010. Det er salet av luft/luft-varmpumper som har den største nedgangen, som er på omtrent 18 000 einingar. Også salet av de andre typane varmpumper gjekk noko ned i 2012. Det er grunn til å tro at meir enn 650 000 varmpumper er i drift i Noreg i dag, dei fleste av desse er installert i hushalda.

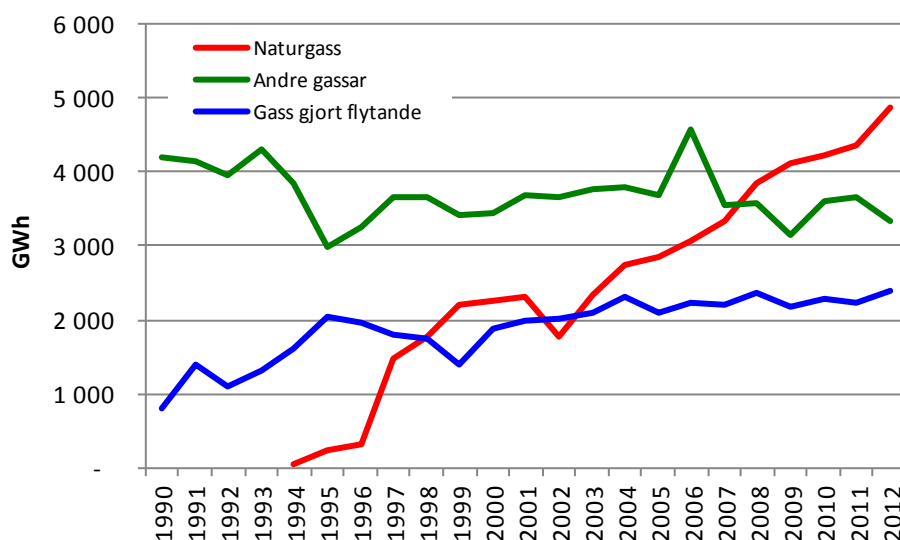
Figur 1.5.4 Utvikling i sal av varmpumper 1998 til 2012. Kjelde: NOVAP



1.5.3 Gass

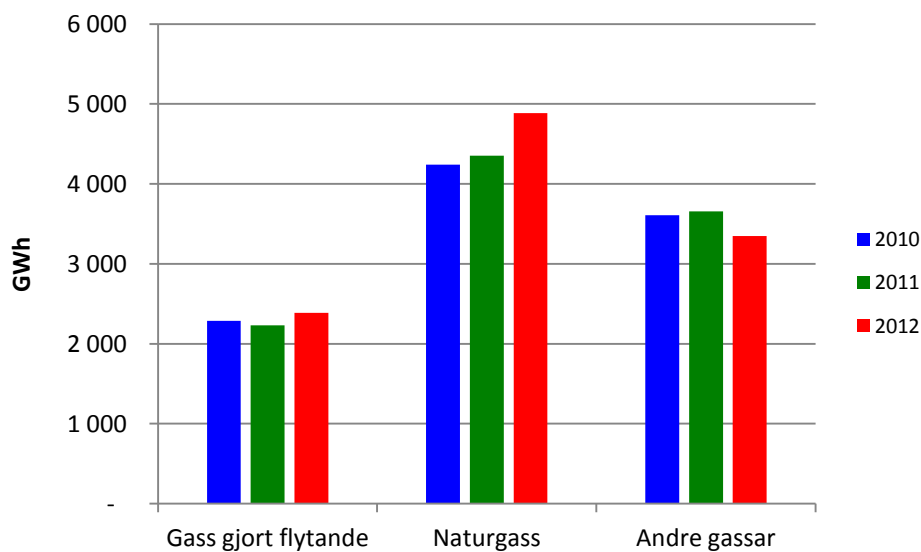
Gass til stasjonære formål nyttast som regel i industri. Bruken av gass har auka jamt sidan midten av 1990-talet. Bruken av naturgass har auka gjennom heile perioden, med unntak av 2002. Denne bruken veks framleis, og etter å ha avteke noko dei siste åra auka veksten igjen i 2012. Bruken av flytande gass og andre gassar har heldt seg nokon lunde stabil sidan midten av 1990-talet. Totalt forbruk av gass i 2012 var på 10,6 TWh, mot 10,2 TWh i 2011.

Figur 1.5.5 Utvikling bruk av gass 1990-2012. Kilde: SSB



Figuren under synar nærare utviklinga i bruken av gass dei siste tre åra. Også her ser ein at bruken av naturgass framleis aukar, medan bruken av flytande gass er omtrent uendra frå 2011 til 2012 og bruken av andre gassar gjekk noko ned siste år.

Figur 1.5.6 Utvikling bruk av gass 2010-2012. Kilde: SSB

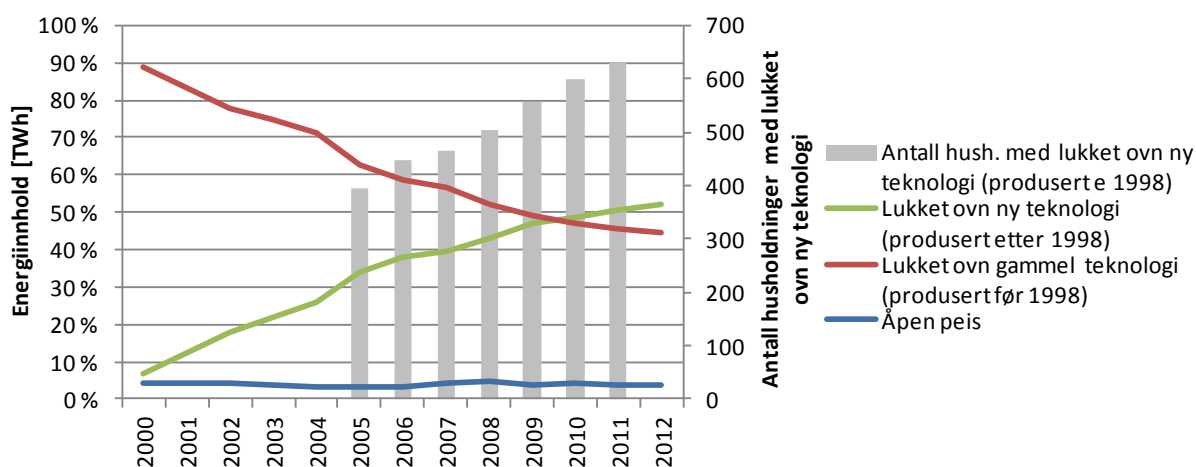


1.5.4 Ved

Den samla bruken av ved gjekk ned med sju prosent frå 2011 til 2012. Dette året vart det brent 1,46 millionar tonn ved i norske husstandar, mens 0,15 millionar tonn ved vart brent i norske fritidsbustadar. Til saman utgjer dette eit teoretisk energiinnhald på 7,5 TWh. Ein del av energien vert ikkje nytta på grunn av tap i forbrenninga, og det er berekna at om lag 4,6 TWh frå ved vert nyttiggjort. Dette er ein auke på respektive 0,35 og 0,28 TWh frå året før. 2011 var eit særskilt mildt år, medan temperaturane i 2012 var meir som normalt. Dette er ein viktig årsak til oppgangen i bruken av ved.

I perioden frå år 2000 til 2012 har delen av veden som blir brent i reintbrennande omnar i norske bustader auka, og i 2010 vart like mykje ved brent i omnar med ny og gamal teknologi. Denne utviklinga har fortsette, og i 2012 vart meir enn 52 prosent av veden brent i reintbrennande omnar.

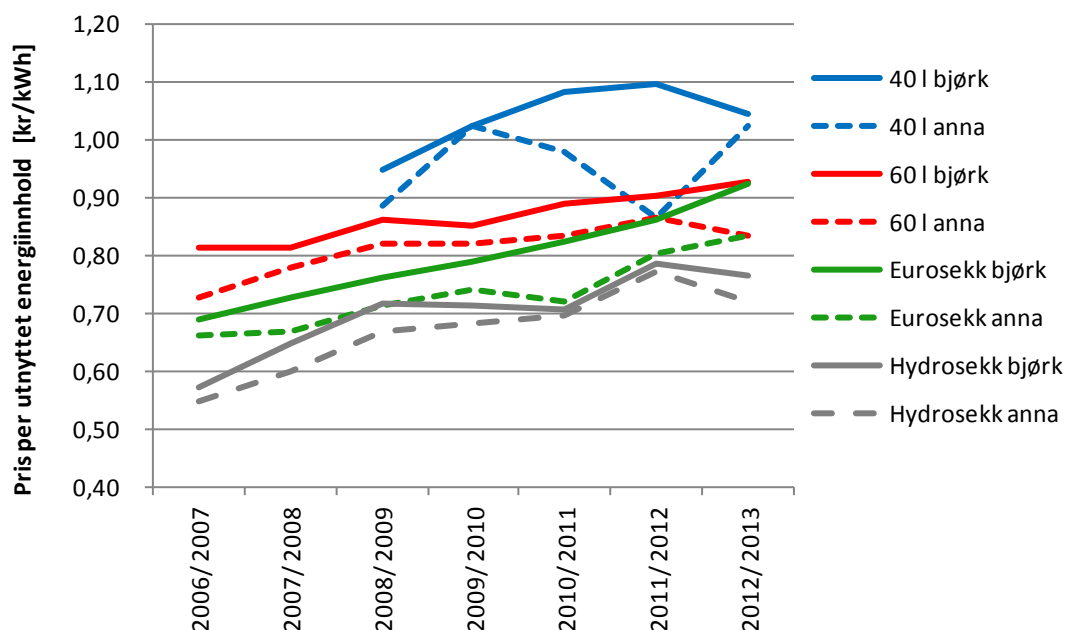
Figur 1.5.7 Utvikling i kor mykje ved som fyrast i ulike typar omnar. Kjelde: SSB



Det er meir bruk av omn med moderne teknologi i bustadar enn i fritidsbustadar. 52 prosent av veden som brennast i bustadane brennast i reintbrennande omnar, mens denne delen for fritidsbustadar er på om lag 30 prosent.

Norsk Ved gjennomfører årleg ei marknadsspørjeundersøking blant sine medlemmar. Figuren synar landsgjennomsnitt for kva prisar medlemmane rapporterte frå vinteren 2006/2007 til 2012/2013. Prisane er berekna per kWh utnytta energi i lukka reintbrennande omn, som har ein nyttegrad på 75 prosent. Lukka omn med gammel teknologi har ein nyttegrad på 50 prosent, så dersom ein fyrar i ein gamal omn kan ein gange prisen med ei faktor på om lag 1,5. For open peis kan ein gange prisen med 5.

1.5.8 Priser for ved fyringssesongane 2006/2007 til 2012/2013. Utvalde volumgrupper⁷. Kroner/kWh nyttiggjort energi inkludert mva. Kjelde: Norsk Ved



Som ein ser av figuren har prisane på dei fleste produkta stige jamt dei siste åra. Prisen på 40 liter bjørk synar ein nedgang. I følgje Norsk Ved tydar dette på ei avtakande etterspørsel etter bjørk. Nedgangen kan også skuldast et prisjustering frå produsentanes side etter ein lågare etterspurnad som følgje av ein varm vinter 2011/2012. Prisane synar relativt små variasjonar på landsbasis.

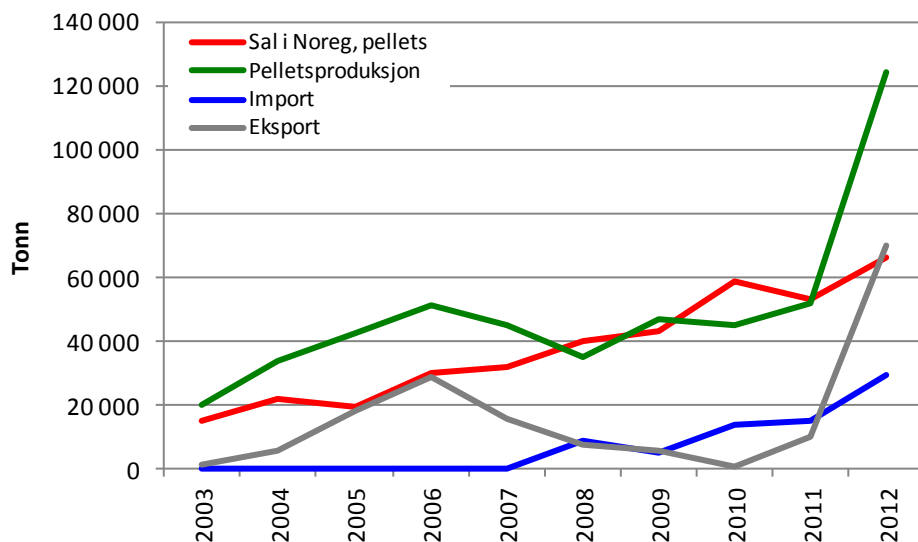
1.5.5 Anna bioenergi

Tala for anna bioenergi dekkjer produkta pellets og brikettar.

Pelletsproduksjonen i Noreg auka kraftig frå omtrent 52 000 tonn i 2011 til nesten 124 000 tonn i 2012, ei auke på hele 140 prosent. Salet av pellets gjekk også opp, frå 53 000 tonn til 66 000 tonn. Salet kom dermed tilbake på ein jamt stigande trend som har vedvart sida 2003, med unntak av 2004 da salet gjekk noko ned og 2010 da salet auka meir enn normalt. Dette kan skuldast at 2010 var eit særleg kaldt år med mykje behov for oppvarming. Det vart importert ca 29 000 tonn pellets i 2012, nesten ein dobling frå 2011. Eksporten mangedobla seg frå 10 000 tonn i 2011 til rekordhøge 70 000 tonn i 2012.

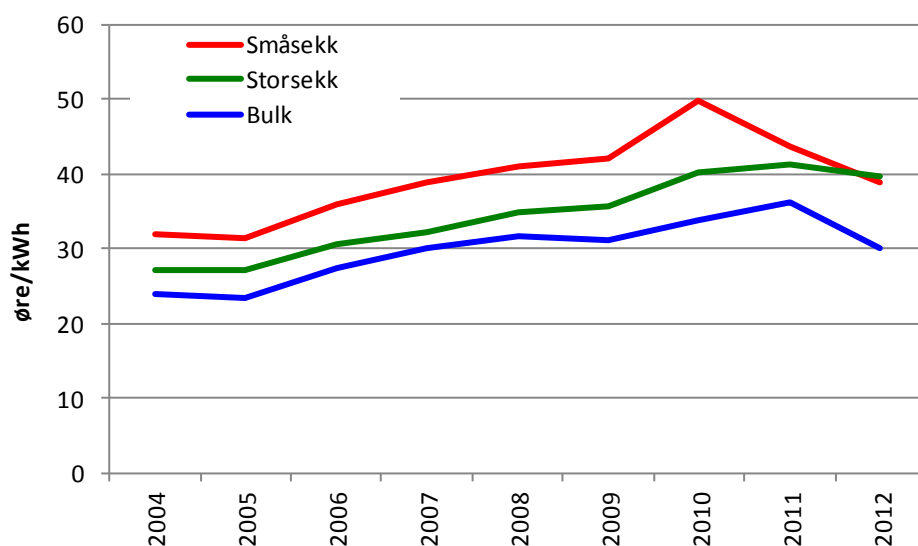
⁷ Vedgruppen "anna" kan inneholde ulike tresortar. Kor stort energiinnhaldet er, og kor høg eller låg prisen blir avhenger av tretype. Bøk har til dømes dobbelt så høgt energiinnhald som or.

Figur 1.5.9 Utvikling i produksjon, eksport, import og sal av pellets, 2003-2012. Kilde: Norsk Bioenergiforening



Figuren under synar utviklinga i pelletsprisar, opplasta ved fabrikk, ekskludert merverdiavgift. Prisane er gjennomsnittsprisar, veid med omsyn på omsetningsvolumet av de forskjellige varepartia som har vore seld. Ein kan sjå av figuren at prisen pr kWh for pellets seld i storsekk og småsekk var omtrent lik i 2012, medan prisen for småsekk historisk har vært en del høgare enn for storsekk.

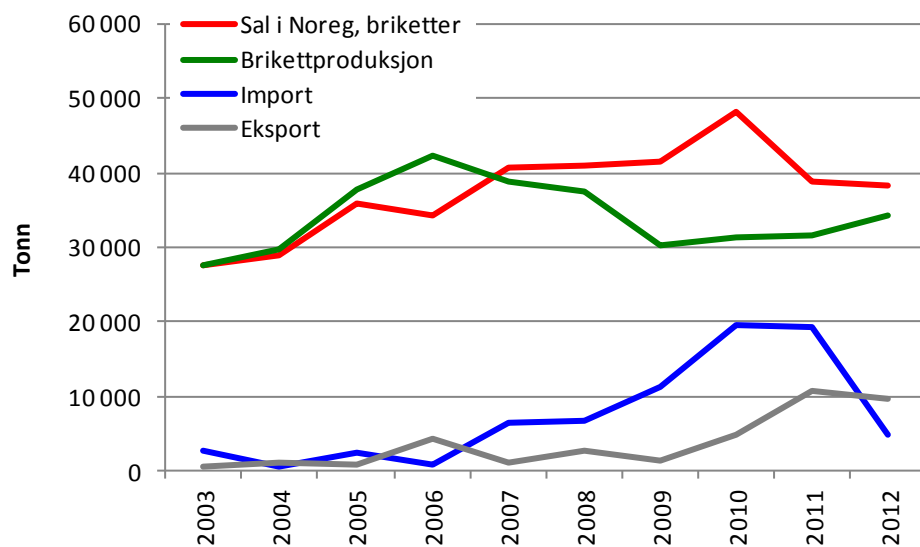
Figur 1.5.10 Utvikling i pelletsprisar, 2004-2012. Kilde: Norsk Bioenergiforening



Salet av pellets skjer hovudsakleg i småsekk og bulk. Frå 2011 til 2012 auka delen av salet i form av bulk frå 79 prosent til 85 prosent.

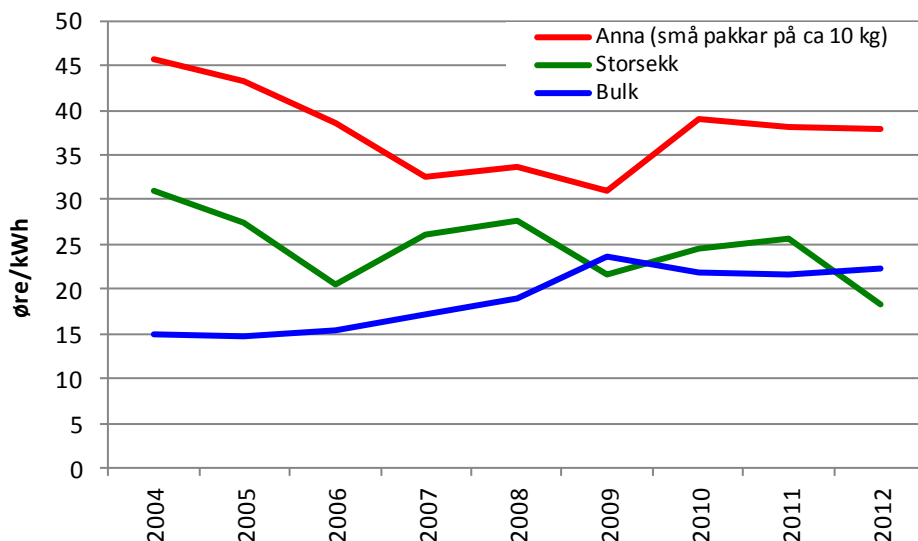
Det ble produsert ca 34 200 tonn briketter i Noreg i 2012, ei auke på 8 prosent frå 2011, sjå figuren under. I tillegg ble det importert 5 000 tonn briketter, og til saman ca 38 000 tonn ble seld innlands. Dette er omtrent på nivå med salet i 2011. Importen av briketter gjekk ned med omtrent 75 prosent frå 2011 til 2012.

Figur 1.5.11 Utvikling i produksjon og sal av brikettar, 2003-2012. Kjelde: Norsk Bioenergiforening



Prisen på briketter i små "hushaldspakkar" har heldt seg stabil på kring 38 øre/kWh frå 2011 til 2012. Dette er prisen for innfyrt energi, tapet i forbrenninga er ikkje rekna inn her. Prisen på brikettar i storsekk gikk ned frå 25,7 øre/kWh i 2011 til 18,4 øre/kWh i 2012, ein reduksjon på 28 prosent. Prisen på briketter i bulk auka noko, frå 21,7 til 22,4 øre/kWh. Ein kan sjå av figuren at det i 2012 var rimelegare å kjøpe brikettar i storsekk enn i bulk. 78 prosent av salet på briketter var bulk i 2012, ein auke frå 51 prosent i 2011.

Figur 1.5.12 Utvikling i prisar på brikettar, 2004-2012. Kjelde: Norsk Bioenergiforening



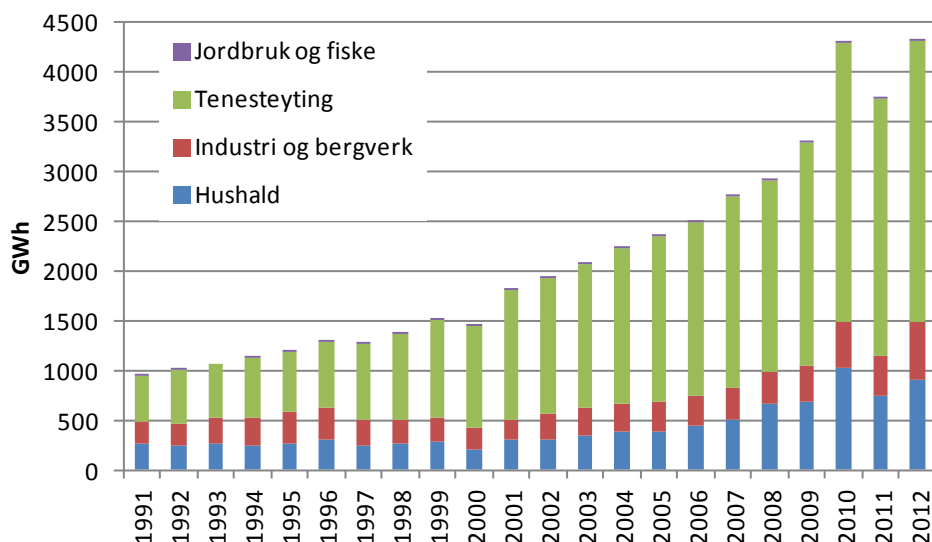
1.5.6 Fjernvarme

Det siste tala NVE har motteke for fjernvarme er frå 2012. Forbruket av fjernvarme var på 4,2 TWh i 2012, ein auke på 0,5 TWh eller 11 prosent sidan 2011. Auka i bruken av fjernvarme kan skuldast forskjellar i temperaturen i de to årene. 2011 var eit mildt år, medan 2012 var eit ganske normalt år temperaturmessig.

Hushalda auka forbruket sitt med 21 prosent frå 2011 til 2012, tenesteyting auka forbruket med 10 prosent og industriens forbruk auka med 44 prosent, medan forbruket i jordbruk og fiske vart dobla. Om ein derimot samanliknar med forbruket i 2009, ser ein at hushalda auka forbruket med 9 prosent, tenesteyting med 10 prosent og industri og bergverk med 15 prosent, medan forbruket i jordbruk og fiske auka med 25 prosent.

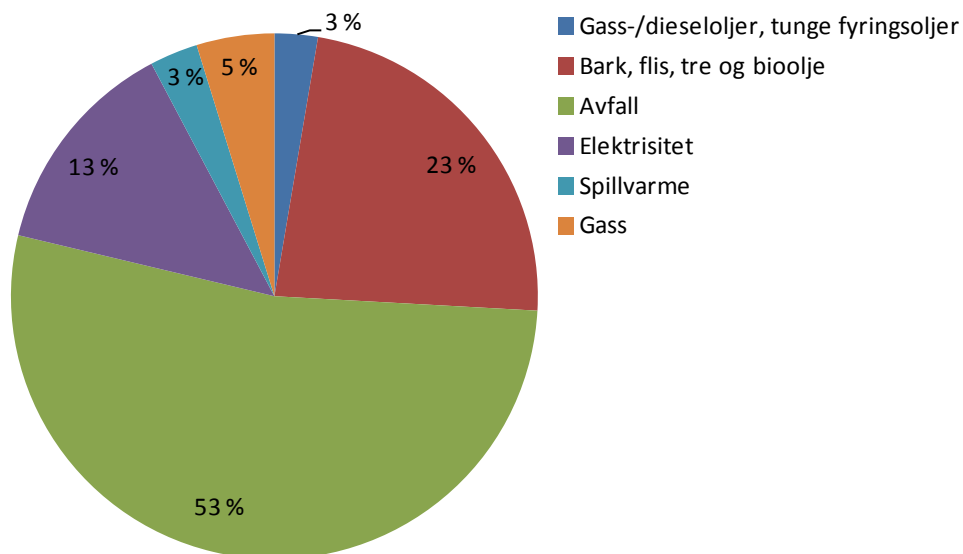
Tenesteyting er den klart største brukaren av fjernvarme, med eit forbruk på 2828 GWh i 2012. Hushalda brukte 913 GWh, industri og bergverk 577 GWh og jordbruk og fiske 5 GWh. Bruken av fjernvarme er sterkt aukande i Noreg, og figuren under viser at forbruket i 2012 var som ein kunne forvente i høve til ei langsiktig utvikling.

Figur 1.5.13 Utvikling i bruk av fjernvarme, 1991-2012. Kjelde: SSB



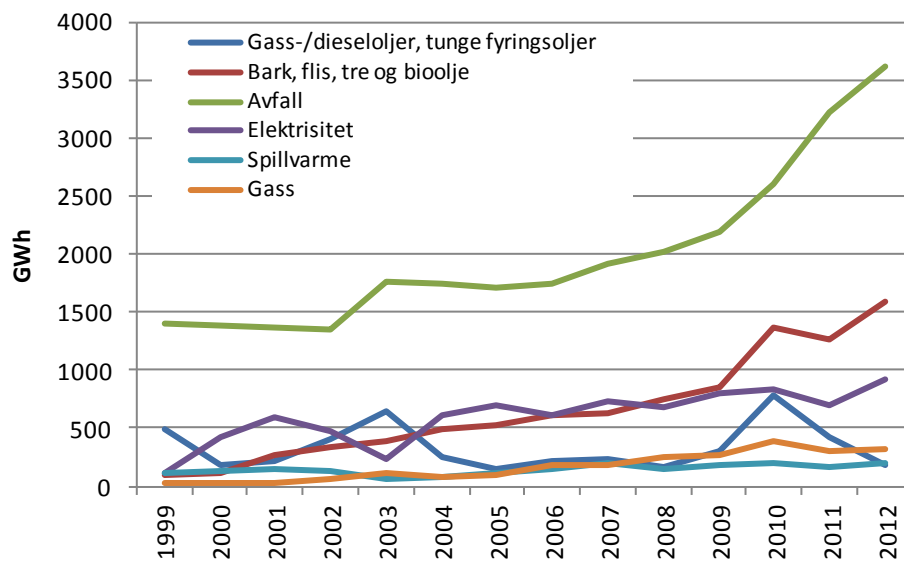
Bruttoproduksjonen av fjernvarme var i 2012 på om lag 5,8 TWh. Av dette blei om lag 0,4 TWh brukt til kraftproduksjon medan 0,7 TWh var avkjølt mot luft. Nettoproduksjonen var på om lag 4,7 TWh og nettapet utgjorde om lag 0,5 TWh av dette.

Figur 1.5.14 Forbruk av brensel til bruttoproduksjon av fjernvarme, GWh. 2012. Kjelde: SSB



Avfall er den dominerende energivaren i fjernvarmeproduksjonen i Noreg. Avfall står no for godt over halvparten av fjernvarmeproduksjonen i Noreg. Forbruket av fossilt brensel til fjernvarmeproduksjon gjekk ned frå 2011 til 2012.

Figur 1.5.15 Utvikling i bruk av brensel til bruttoproduksjon av fjernvarme, GWh. 1999-2012. Kjelde: SSB



1.6 Kraftutveksling

Tabell 1.6.1: Kraftutveksling i Norden. Kjelde Nord Pool Spot

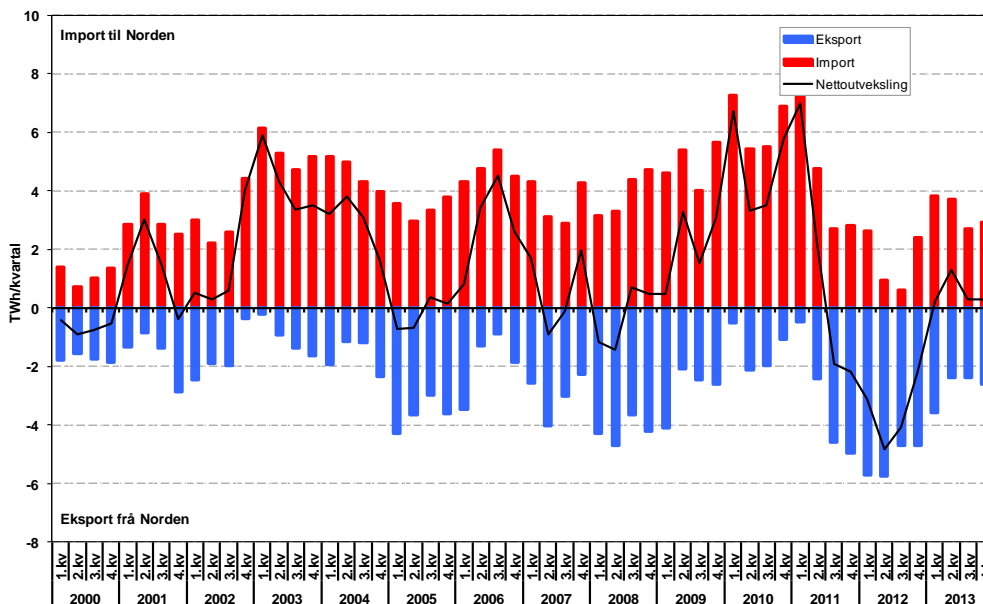
1.6.1 Nordisk kraftutveksling

Norden hadde ein nettoimport på 0,3 TWh i fjerde kvartal ifølgje tal frå Nord Pool Spot. Noreg, Sverige og Danmark var alle nettoeksportørar i årets siste kvartal, medan høg import frå Russland til Finland bidrog til at Norden til saman vart nettoimportør av kraft i fjerde kvartal. I same kvartal i fjor hadde Norden ein nettoeksport på 2,2 TWh i følgje tal frå Nord Pool Spot.

Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	4. kv. 2013	4. kv. 2012	2013	2012
Norge	-1,4	-2,0	-5,1	-17,9
Sverige	-1,9	-4,9	-9,7	-19,3
Finland	4,0	4,1	15,4	17,4
Danmark	-0,5	0,6	1,4	5,7
Norden	0,3	-2,2	2,1	-14,3

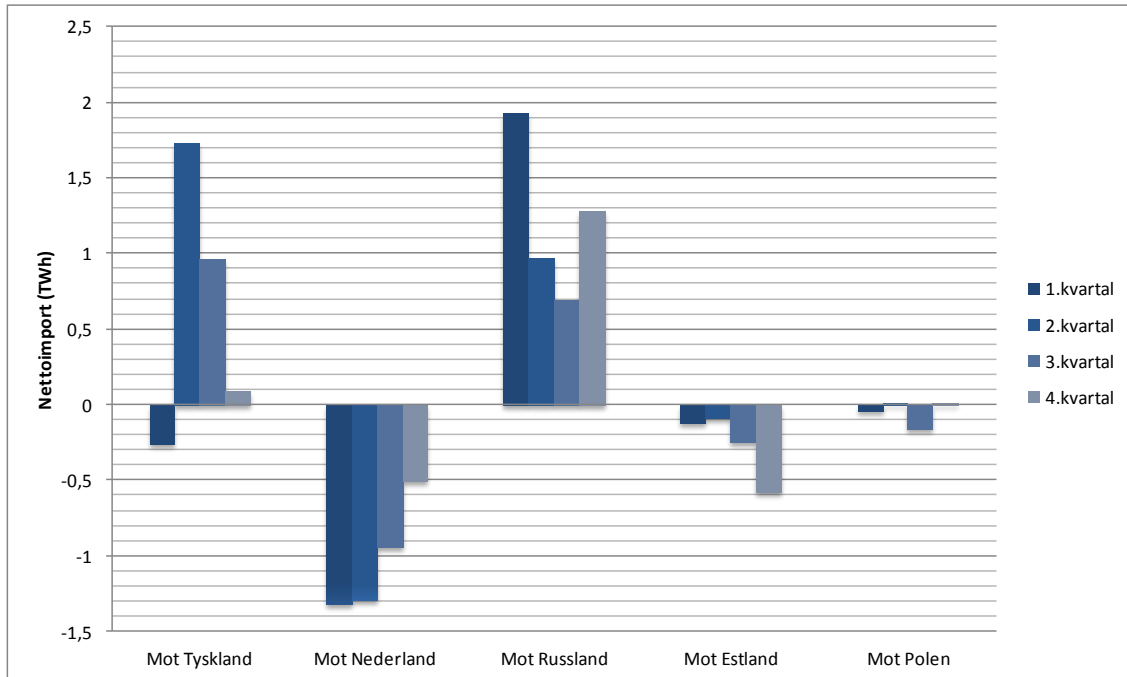
Figur 1.6.1 viser historisk utvikling i den nordiske kraftutvekslinga. Norden har vore nettoimportør i ti av dei siste tretten åra, både i fjerde kvartal og totalt over året. Samanlikna med 2012, då Norden hadde ein rekordhøg nettoeksport på 14,3 TWh, var 2013 eit meir normalt år med tanke på kraftutveksling. Nettoimporten over året var dessutan relativt låg samanlikna tidligare år. Som figuren viser var Norden nettoimportør av kraft i alle fire kvartal i 2013 og hadde ein nettoimport på 2,2 TWh over året.

Figur 1.6.1: Kraftutveksling i Norden. Kjelde Nord Pool Spot



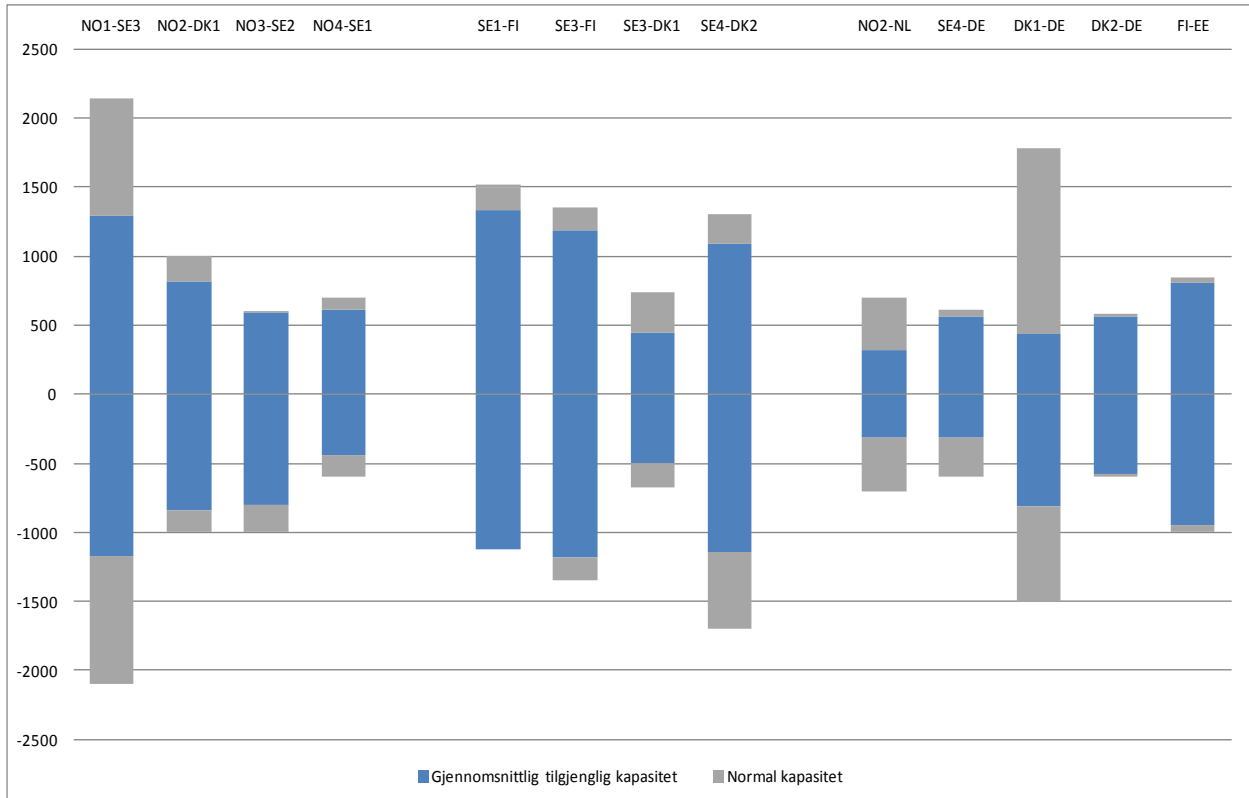
Figur 1.6.2 gjev eit bilete av korleis kraftflyten mellom Norden og dei tilgrensande landa varierte over året i 2013. Norden hadde nettoimport frå Russland i alle fire kvartal, hovudsakelig via Finland som aleine nettoimporterte 4,7 TWh frå Russland i 2013. Dette er ein svak oppgang samanlikna med 2012.

Figur 1.6.2: Kvartalsvis kraftutveksling i Norden. Kjelde Nord Pool Spot



Dei nordiske landa gjekk frå å vere nettoeksportør til Tyskland i første kvartal til å verte nettoimportør i dei siste tre kvartalane. Norden er tilknytte det tyske kraftmarknaden via Jylland, Sjælland og det sørligaste elspotområdet i Sverige. Prisane på Jylland og Sjælland var lågare enn dei tyske i høvesvis 57 og 55 prosent av timane i første kvartal, medan prisen i Sverige (SE4) var lågare enn den tyske i 48 prosent av timane. Prisskilnaden var motsett i andre og tredje kvartal, då dei tyske prisane var lågare enn dei svenske og danske i godt over 50 prosent av timane. I fjerde kvartal var dei tyske prisane lågare enn den svenske prisen 51 prosent av timane. Trass i dette var Sverige nettoeksportør til Tyskland, noko som kan ha samanheng med redusert overføringskapasitet på linja frå Tyskland til Sverige. Av systemmessige grunnar heng den tilgjengelege overføringskapasiteten mellom Norden og Tyskland saman med nivået på tysk sol- og vindkraftproduksjon. Vindkraftproduksjonen i Tyskland var relativt høg i fjerde kvartal, og figur 1.6.3 tydar på at dette kan ha bidrege til redusert overføringskapasitet på dei nordiske overføringsforbindelsane til Tyskland i fjerde kvartal. Snittprisen på Jylland var lågare enn den tyske i fjerde kvartal, medan Sjælland hadde høgare snittpris enn den tyske. Sjølv om det var nettoeksport frå Jylland til Tyskland i fjerde kvartal, bidrog høgare nettoeksport frå Tyskland til Sjælland til at Danmark totalt sett var nettoimportør frå Tyskland i fjerde kvartal.

Figur 1.6.3: Kapasitetnyttning på forbindingar i det nordiske kraftsystemet i fjerde kvartal, MW. Kjelde: Nord Pool Spot.

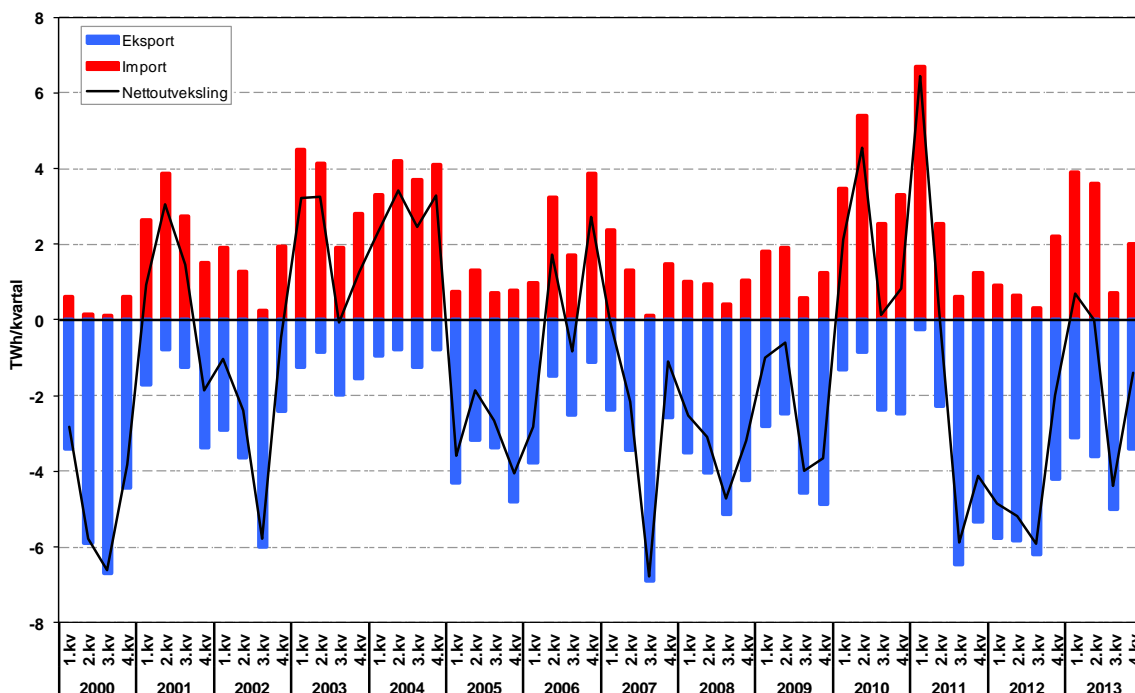


1.6.2 Kraftutveksling i Noreg

Den norske nettoeksporten var på 1,4 TWh i fjerde kvartal. Dette er ein nedgang 4 TWh samanlikna med tredje kvartal. Den høgaste nettoeksporten gjekk mot Sverige og Nederland, medan det var norsk nettoimport frå både Russland og Danmark i fjerde kvartal. Nettoeksporten mot Sverige, Nederland og Finland var på høvesvis 970, 511 og 96 GWh, medan nettoimporten frå både Russland og Danmark var på 26 GWh.

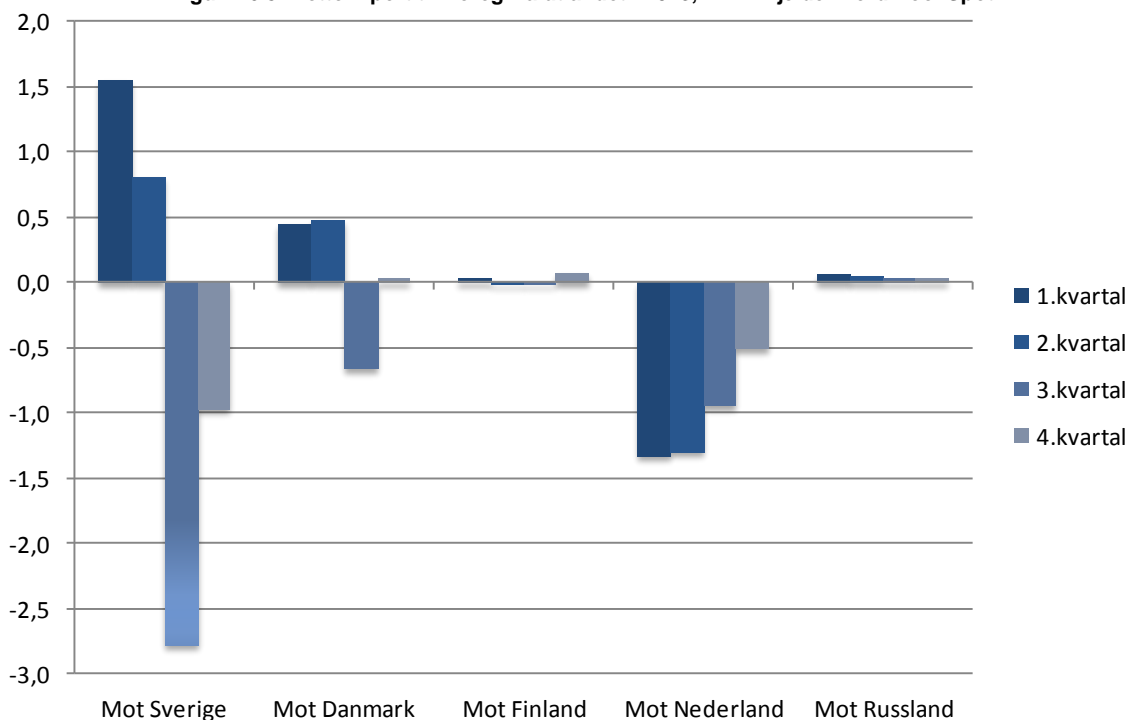
Figur 1.6.4 synar den historiske utviklinga i norsk kraftutveksling. Noreg har vore nettoeksportør i ni av dei siste tretten åra. Som figuren illustrerar gjekk Noreg frå høg nettoeksport i 2012 til nettoimport i første kvartal av 2013. I andre kvartal var det balanse i norsk krafthandel, medan det i tredje og fjerde kvartal var norsk nettoeksport. Den totale nettoeksporten i 2013 var på 5,1 TWh. Variasjonane i utvekslingsmønsteret må sjåast i samanheng med ressursituasjonen i det norske vasskraftsystemet. Kaldt og tørt vêr i starten av året medverka til at det var eit betydeleg hydrologisk underskot ved utgangen av første kvartal, medan ressursbalansen vart betra gjennom andre kvartal.

Figur 1.6.4: Norsk kraftutveksling, TWh, 2000-2013. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.6.5 synar kraftflyten på dei norske utenlandsforbindingane gjennom 2013. I første og andre kvartal var Noreg nettoimportør frå både Sverige og Danmark, medan flyten skifta retning til nettoeksport i tredje kvartal. Den svenske kjernekraftproduksjonen hadde redusert kapasitet i store delar av tredje kvartal, noko som kan vere ein forklaring på den høge nettoeksporten frå Noreg til Sverige. Noreg hadde nettoeksport mot Nederland i alle kvartal i 2013. Nettoeksporten var høgast dei første to kvartalene, medan redusert kapasitet på Norned-kabelen bidrog til lågare nettoeksport i tredje og fjerde kvartal. Norned-kabelen var ute til årleg vedlikehald i delar av tredje kvartal, medan uvêr i slutten av oktober satt kabelen ut av drift frå 30.oktober til 20. desember.

Figur 1.6.5: Nettoimport til Noreg frå utlandet i 2013, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.6.3 Kraftutvekslinga i dei andre nordiske landa

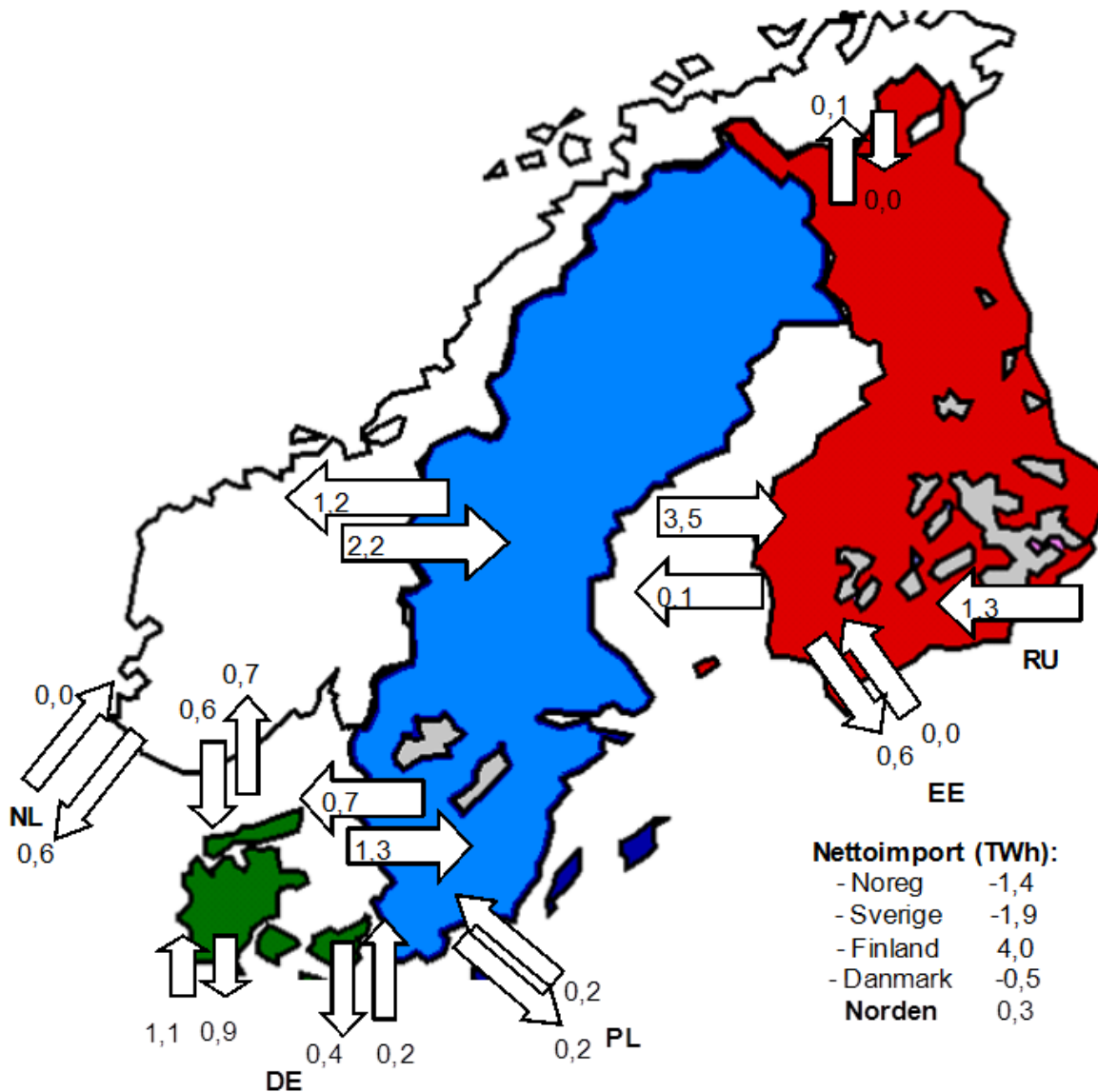
Figur 1.6.6 synar kraftutvekslinga mellom dei nordiske landa i fjerde kvartal.

Sverige hadde ein nettoeksport på 1,9 TWh i fjerde kvartal. Dette er ein nedgang samanlikna med første og andre kvartal, men tilsvarende nivå som i tredje kvartal. Sverige eksporterte mest til Finland og hadde ein nettoeksport på 3,4 TWh over kvartalet. Motsett var Sverige nettoimportør frå både Noreg og Danmark i fjerde kvartal. Totalt i 2013 hadde Sverige ein nettoeksport på 9,7 TWh.

Danmark gjekk frå å vere nettoimportør i tredje kvarta til å ha ein nettoeksport på 0,5 TWh i fjerde kvartal. Høg vindkraftproduksjon og relativt låge danske prisar bidrog til at Danmark var nettoeksportør til både Noreg og Sverige i årets siste kvartal. Totalt i 2013 var den danske nettoimporten på 1,4 TWh.

Finland hadde ein nettoimport på 4 TWh i fjerde kvartal, noko som er ein nedgang samanlikna med kvartalet før. I tillegg til nettoimport frå Noreg og Sverige, hadde landet ein nettoimport frå Russland på 1,3 TWh. Totalt i 2013 hadde Finland ein nettoimport på 19,5 TWh.

Figur 1.6.6: Kraftutvekslinga mellom dei nordiske landa i fjerde kvartal 2013, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot.



1.7 Kraftprisar

1.7.1 Kraftprisar i engrosmarknaden

Tabell 1.7.1: Kraftprisar i Norden, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot.

Samanlikna med 2012 auka kraftprisane opp mot 35 prosent i 2013. Dette heng saman med eit relativt betre hydrologisk ressursgrunnlag i 2012. Ein kan difor sjå at områda der vasskraftproduksjon dominerar har hatt relativt høgare prisoppgang enn områda som har høgare innslag av vind og termisk produksjonskapasitet.

Prisane i 2013 har likevel ikkje vore høge samanlikna med tidlegare år.

I fjerde kvartal 2013 låg snittprisane i Noreg på mellom 288 og 307 kr/MWh. Dette er ein auke på mellom 3 og 9 prosent frå tredje kvartal. Samanlikna med fjerde kvartal

2012 tilsvarar det ein auke på mellom 6 og 11 prosent. Auken var dempa av mildt vêr gjennom heile kvartalet. Prisane i Midt- og Nord-Noreg har vore på nivå med prisane i dei to nordlege svenske elspotområda i fjerde kvartal. Dette skuldast mellom anna låg utvekslingskapasitet mellom Midt- og Sør-Noreg, noko som har medført at prisane i dei to nordlegaste elspotområda har hatt større tilknytning til dei svenske prisane. Sørvest-Noreg hadde den lågaste snittprisen i Noreg i fjerde kvartal. Noko av grunnen til dette kan vere at Norned-kabelen var ute av drift frå 30. oktober til 20. desember, og dermed ein relativt mindre knapp ressursituasjon i Sørvest-Noreg i denne perioden.

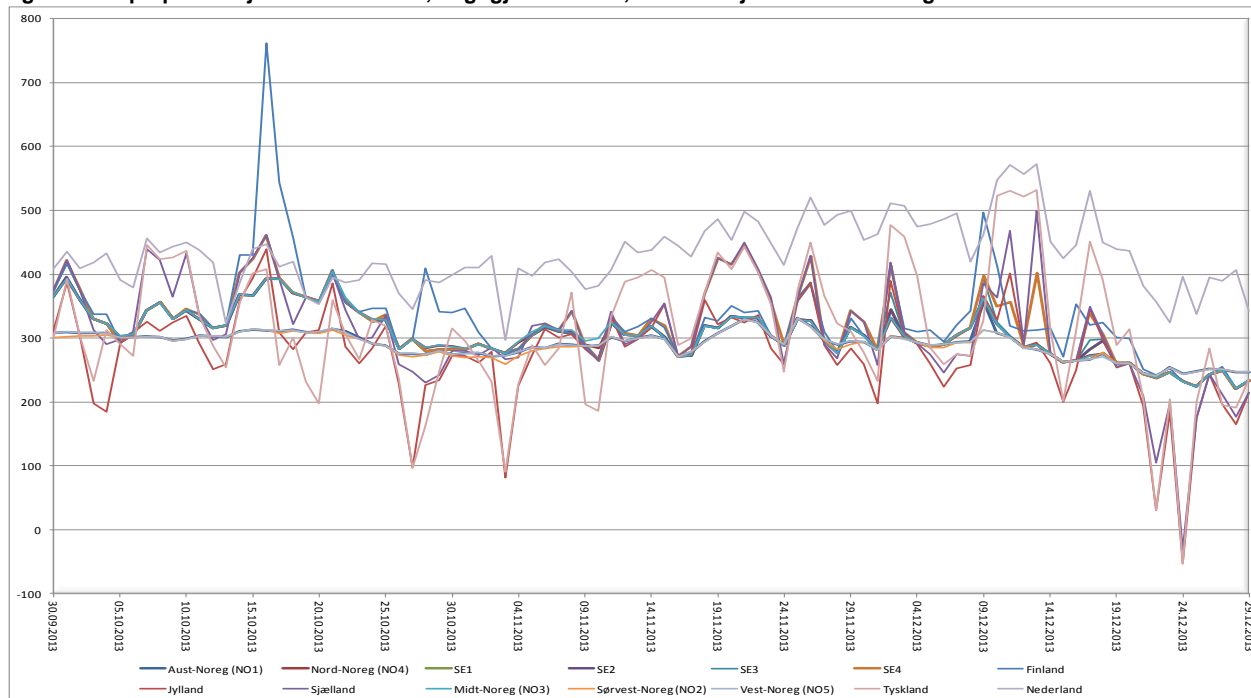
Snittprisane i dei tre nordlegaste svenske elspotområda gjekk noko ned i fjerde kvartal samanlikna med kvartalet før. Dette kan ha samanheng med betra utvekslingsmoglegheiter mellom SE3 og Aust-Noreg og høgare kjernekraftproduksjon, i tillegg til auka tilsig i fjerde kvartal samanlikna med tredje kvartal. Samanlikna med fjerde kvartal 2012, gjekk dei svenske snittprisane opp med mellom 11 og 16 prosent.

Figur 1.7.1 viser døgnsnittprisen for dei nordiske marknadsområda for kraft, den nederlandske prisen, samt døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX i fjerde kvartal. Dei norske og svenske prisane har vore relativt jamne i heile perioden, medan det har vore større variasjon i dei danske, finske og tyske prisane. Frå figuren kan vi sjå at prisane gjekk noko opp i veka 50 før dei gjekk ned dei siste to vekene i kvartalet. Prisauken i veka 50 heng saman med låg vindkraftproduksjon samanlikna med veka før og veka etter. Mildt vêr og lågt forbruk i kombinasjon med høg vindkraftproduksjon ligg bak dei låge prisane i heile systemet mot slutten av året. På julaften var prisen negativ i 14 timar i Danmark og Tyskland, med eit minimum for kvartalet på -522,94 kr/MWh. I løpet av fjerde kvartal var det registrert 33 timar med negativ pris på Jylland og 24 timar med negativ pris på Sjælland. Prisen var negativ i Tyskland i 29 timer i løpet av fjerde kvartal.

Elsportprisar kr/MWh	4. kv. 2013	Endring frå 4.kv. 2012	Endring frå 3.kv. 2013	Gj.snitt siste 12 mnd.	Endring frå foregåande 12 mnd.
Aust-Noreg (NO1)	290	6 %	9 %	292	32 %
Sørvest-Noreg (NO2)	288	7 %	8 %	291	33 %
Midt-Noreg (NO3)	307	11 %	3 %	303	28 %
Nord-Noreg (NO4)	307	11 %	4 %	301	29 %
Vest-Noreg (NO5)	290	6 %	9 %	293	35 %
SE1	307	11 %	-3 %	305	28 %
SE2	307	11 %	-3 %	305	28 %
SE3	311	12 %	-2 %	307	27 %
SE4	322	16 %	1 %	311	21 %
Finland	331	10 %	-2 %	321	17 %
Jylland (DK1)	277	2 %	-13 %	304	11 %
Sjælland (DK2)	314	12 %	-4 %	309	10 %
Estland	348	16 %	0 %	337	15 %
Tyskland (EEX)	311	-26 %	1 %	294	-8 %
Nederland	431	12 %	12 %	405	13 %

Finland fekk den høgaste snittprisen i Norden i fjerde kvartal. I figur 1.7.1 kan ein sjå at Finland hadde den høgaste døgnsnittprisen i den nordiske systemet. Denne vart registrert den 16. oktober, og skuldast syv timar med prisar over 1350 kr/MWh, med ein pristopp på 1704,44 kr/MWh. Dei høge prisane kom som følgje av redusert overføringskapasitet frå Sverige samtidig som fleire produksjonseiningar var ute med feil i Finland. I desse timane var den finske prisen lik prisen i Estland.

Figur 1.7.1 Spotprisar i fjerde kvartal 2013, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX



Tabell 1.7.2 synar ein oversikt over prisforskjellar mellom ulike prisområde. Til dømes var prisen i Vest-Noreg (NO5) og Aust-Noreg (NO1) lik i 97,2 prosent av timane. Dette kan ein sjå ut frå tabellen ved å leggje saman tida kor Vest-Noreg hadde lågare pris (2,8 prosent) og tida kor Vest-Noreg hadde høgare pris enn Aust-Noreg (0,0 prosent). I dei resterande timane var prisane like. På same måte kan ein sjå at prisen i Midt-Noreg (NO3) var høgare enn prisen i Aust-Noreg i 51 prosent av timane, medan dei to elspotområda hadde lik pris i 40,4 prosent av timane i fjerde kvartal. Samanliknar ein prisen i Midt-Noreg med prisen i dei to nordlegaste svenske områda (SE1 og SE2) var prisen lik i 92,2 prosent av timane.

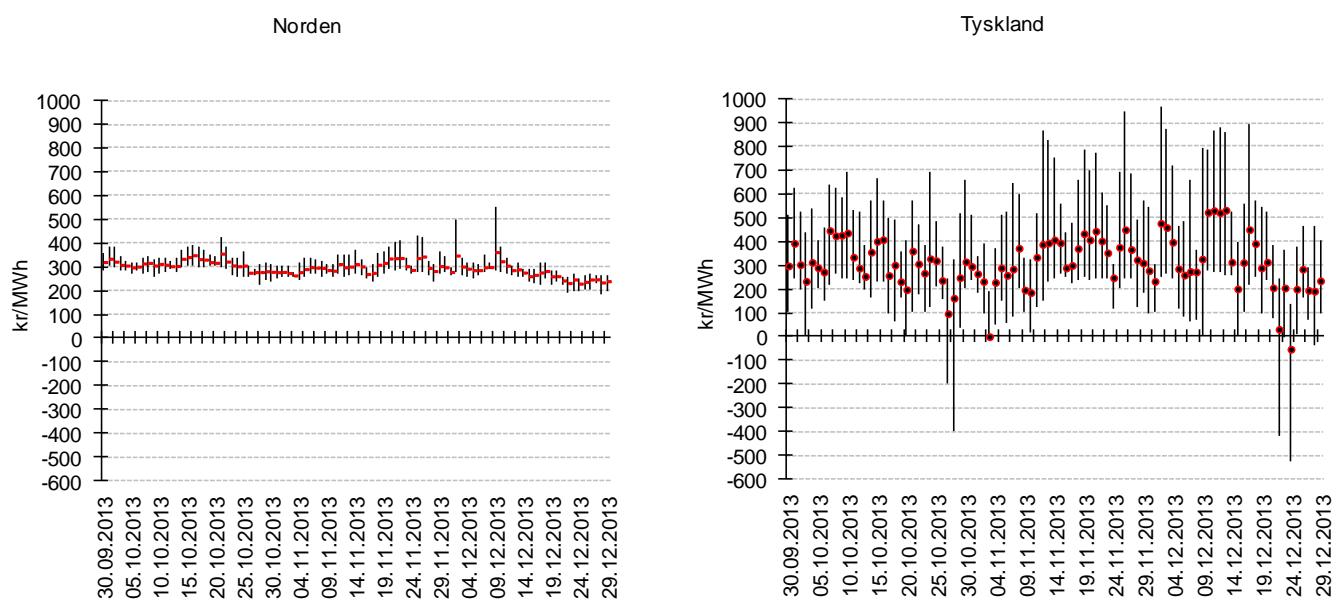
Tabell 1.7.2 Prosentdel av timane i fjerde kvartal 2013 med prisforskjellar mellom prisområda. Kjelde: Nord Pool

4. kvartal 2013		Lågast elspot-pris													
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4	Finland	Jylland	Sjælland	EEX	Nederland
Høgast elspot-pris	NO1		21,7 %	8,6 %	9,3 %	2,8 %	9,4 %	9,4 %	9,1 %	9,1 %	9,1 %	42,2 %	18,0 %	47,1 %	8,2 %
	NO2	0,0 %		8,5 %	9,2 %	1,4 %	9,3 %	9,3 %	9,1 %	9,1 %	9,1 %	34,8 %	17,7 %	45,7 %	7,0 %
	NO3	51,0 %	55,3 %		3,8 %	51,6 %	5,4 %	5,4 %	5,4 %	5,4 %	5,4 %	53,7 %	18,1 %	51,1 %	11,5 %
	NO4	47,7 %	52,5 %	0,0 %		48,4 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	52,2 %	15,6 %	51,0 %	11,0 %
	NO5	0,0 %	20,3 %	8,3 %	9,1 %		9,3 %	9,3 %	9,1 %	9,1 %	9,1 %	41,8 %	18,0 %	46,8 %	8,2 %
	SE1	46,8 %	51,6 %	2,4 %	2,4 %	47,3 %		0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	51,4 %	14,5 %	50,6 %	10,4 %
	SE2	46,8 %	51,6 %	2,4 %	2,4 %	47,3 %	0,0 %		0,0 %	0,0 %	0,0 %	51,4 %	14,5 %	50,6 %	10,4 %
	SE3	47,0 %	51,8 %	7,0 %	7,1 %	47,4 %	5,3 %	5,2 %		0,0 %	0,0 %	52,1 %	14,5 %	51,4 %	11,2 %
	SE4	49,2 %	51,6 %	15,2 %	15,2 %	49,6 %	14,3 %	14,2 %	10,2 %		8,9 %	58,2 %	14,5 %	51,5 %	11,2 %
	Finland	56,3 %	59,4 %	27,7 %	27,7 %	56,5 %	27,1 %	27,1 %	23,4 %	20,4 %		63,9 %	33,2 %	57,0 %	15,2 %
	Jylland	27,5 %	28,3 %	11,2 %	11,3 %	28,0 %	10,2 %	10,2 %	6,5 %	4,2 %	5,4 %		1,1 %	21,3 %	3,7 %
	Sjælland	47,5 %	51,7 %	19,7 %	19,7 %	48,0 %	19,0 %	19,0 %	15,2 %	8,8 %	13,9 %	49,3 %		40,7 %	8,7 %
	EEX	48,2 %	49,2 %	40,9 %	40,9 %	48,5 %	40,9 %	40,9 %	38,6 %	38,2 %	35,0 %	44,3 %	32,8 %		0,1 %
Nederland	90,2 %	91,2 %	87,7 %	88,2 %	90,3 %	88,7 %	88,7 %	86,7 %	86,5 %	83,1 %	92,6 %	85,1 %	78,4 %		

Tyskland (EEX) og Sørvest-Noreg (NO2) hadde like priser i 5,1 prosent av timane i fjerde kvartal. I 45,7 prosent av timane låg den tyske prisen under prisen i Sørvest-Noreg. Dette heng saman med tidvis høg produksjon frå fornybare kjelder i Tyskland som pressar prisane ned, spesielt i timar med låg kraftetterspurnad.

Grunna eit stort innslag av uregulerbar fornybar kraftproduksjon har det tyske systemet høgare prisvariasjonar enn det nordiske. Dette kan ein kan sjå i figur 1.7.2, som illustrerer prisvariasjonane og gjennomsnitt gjennom døgnet i Norden og Tyskland i fjerde kvartal. Ein ser igjen at Norden, som har eit høgt innslag av fleksibel vasskraftproduksjon, har ein eit jamnare prisbilette med mindre variasjonar enn Tyskland. Dei negative prisane kjem i hovudsak på tidspunkt med høg vindkraftproduksjon i kombinasjon med lågt forbruk.

Figur 1.7.2 Nordisk system og tysk døgngjennomsnitt, samt prisvariasjonar over døgnet, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX

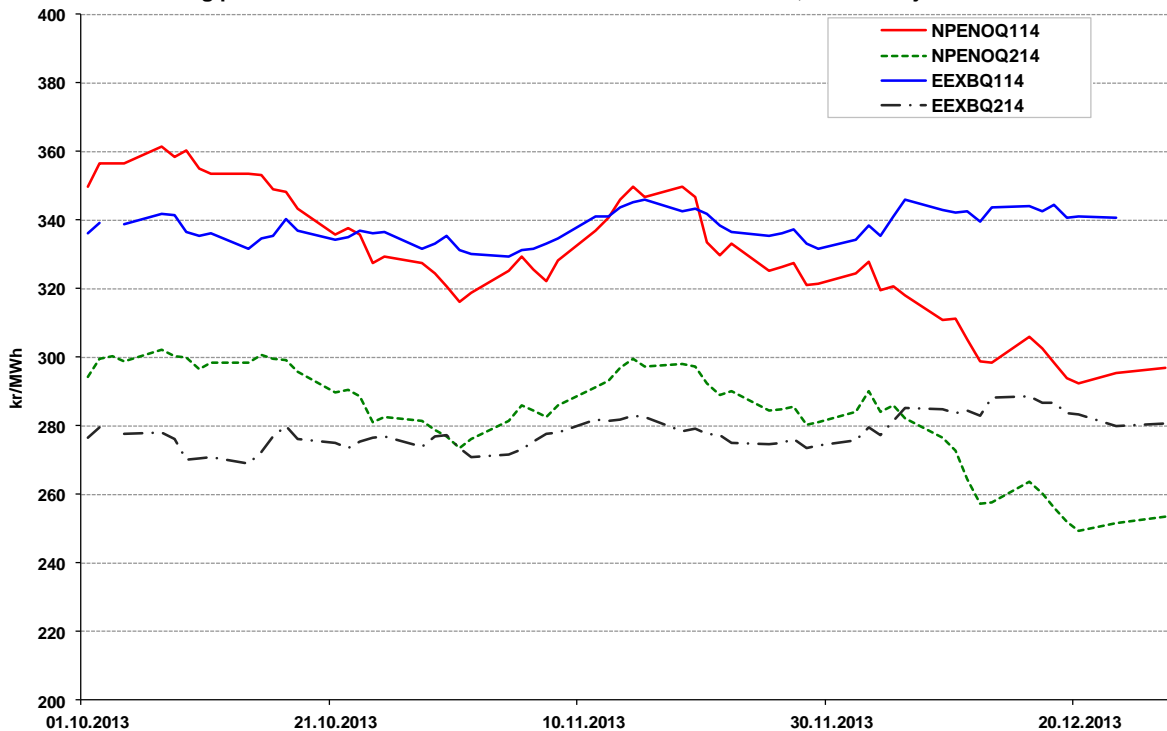


1.7.2 Terminmarknaden

Terminkontraktane gjev eit bilete på forventningar om kraftprisen fram i tid. Den hydrologiske ressursituasjonen er ein viktig drivar for desse forventningane. Fjerde kvartal vart våtare og mildare enn normalt, noko som bidrog til at prisane i terminmarknaden vart redusert i løpet av perioden.

Figuren under illustrerer korleis prisane i terminmarknaden har endra seg i løpet av fjerde kvartal. Som figuren synar så har det vore ein nedgang i nordiske terminprisar i heile perioden med unntak av første halvdel av november. Forventningar om ein normal vinter held prisane oppe i denne perioden. Ein mild desember bidrog til prisnedgang mot slutten av fjerde kvartal.

Figur 1.7.1: Prisutvikling på utvalde finansielle kraftkontraktar i første kvartal 2013, kr/MWh. Kjelde: NASDAQ OMX



Terminkontraktane med levering i første kvartal 2014 (NPENOQ114) og andre kvartal 2014 (NPENOQ214) låg på 287,62 og 245,33 kr/MWh siste handledag i fjerde kvartal. Dette er ein reduksjon på høvesvis 17,8 og 16,7 prosent samanlikna med prisane ved inngangen av kvartalet.

Prisane på dei tilsvarende tyske kontraktane var på 340,79 og 276,39 kr/MWh ved utgangen av fjerde kvartal. Dette er ein reduksjon på høvesvis 2,1 og 2,7 prosent samanlikna med kvartalets første handelsdag.

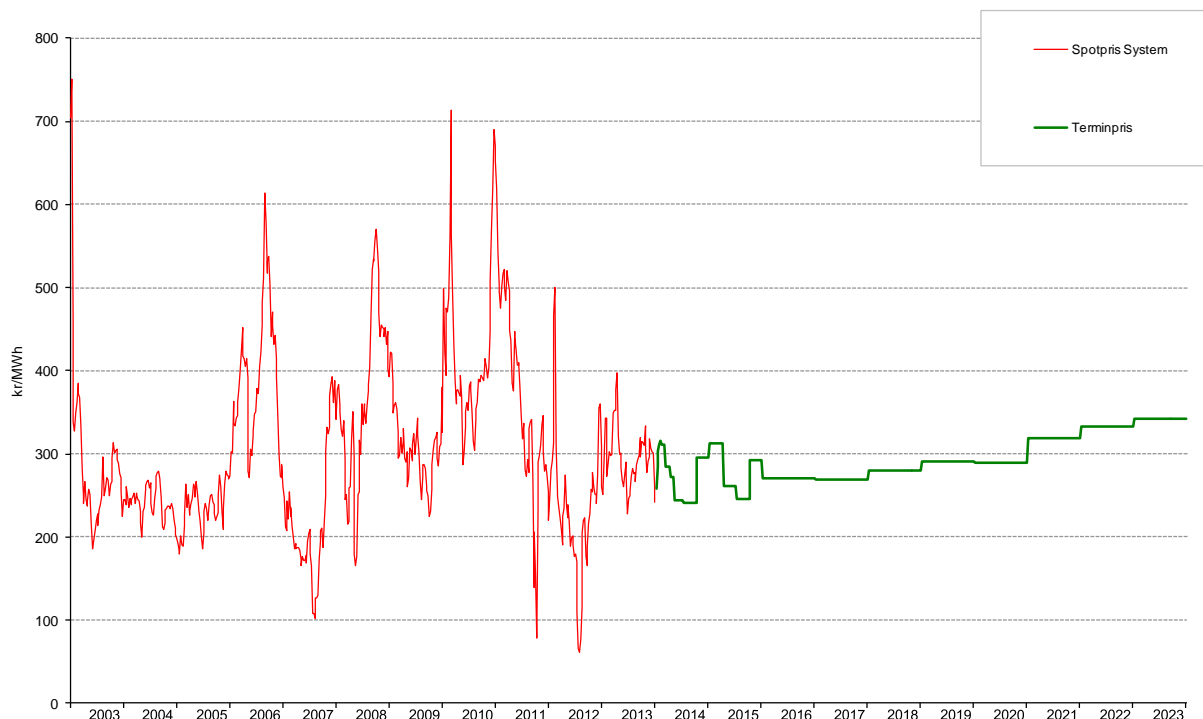
Prisdifferansen mellom dei nordiske kontraktane og dei tyske vart større i løpet av fjerde kvartal. Dette heng saman med at prisnedgang grunna bedra hydrologisk balanse⁸ som først og fremst driv dei nordiske kontraktane.

Terminkontraktane på NASDAQ OMX vert handla i euro og endringar i valutakursen vil dermed påverke prisane omrekna til norske kronar. Valutakursen var i snitt 8,23 kr/euro i fjerde kvartal, noko som er 0,3

⁸ Hydrologisk balanse er summen er enegiinnholdet i vassmgasina, snømagasin, grunn- og markvatn i høve til normalen.

kr høgare enn snittet frå førre kvartal. Dette kan ha påverka noko i retning av høgare kraftprisar i kronar for fjerde kvartal.

Figur 1.7.2: Nordisk systempris og prisar i terminmarknaden, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.7.2 syner vekesnittet av den historiske nordiske systemprisen og terminprisar den siste handledagen i fjerde kvartal 2013. I siste veke av fjerde kvartal var systemprisen på Nord Pool Spot i snitt 241 kr/MWh. Siste handledag i kvartalet låg terminprisane for vinteren rundt 297 kr/MWh, medan prisane for våren låg rundt 254 kr/MWh.

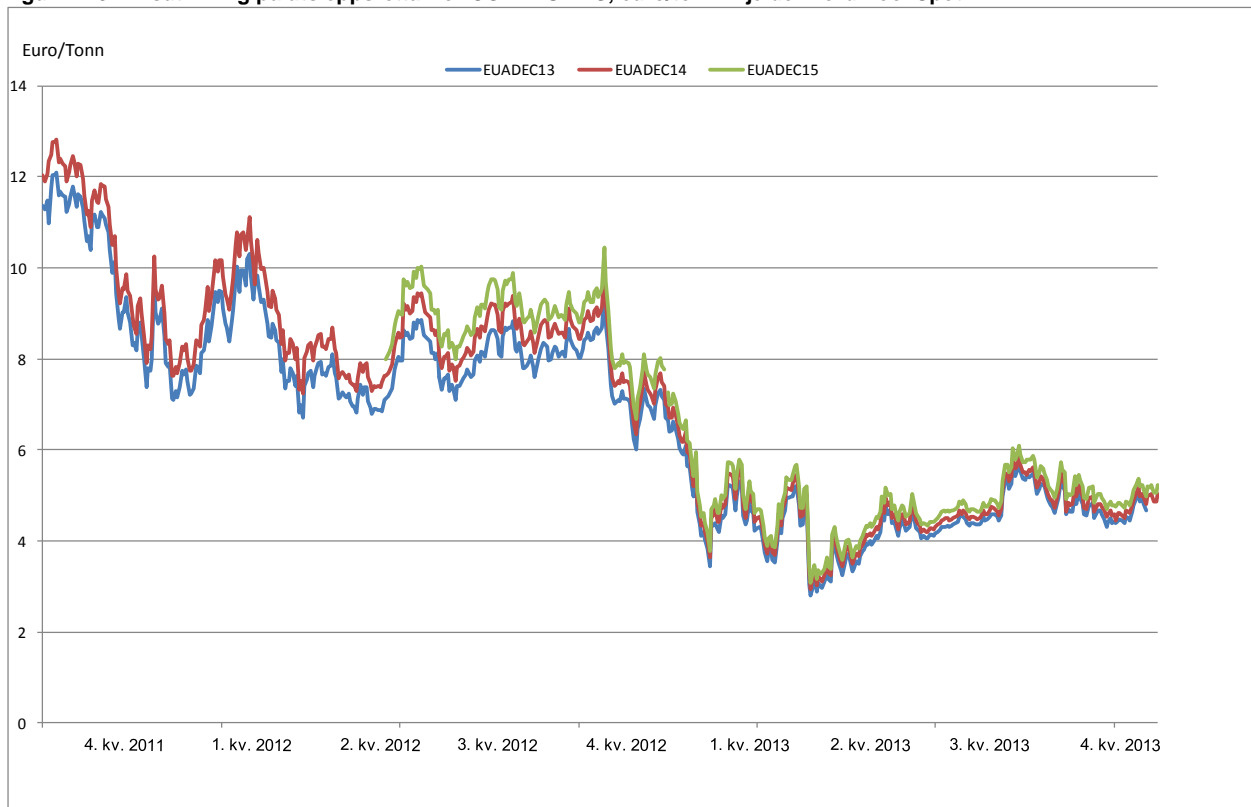
CO₂ og brenselsprisar

Prisen på CO₂ påverkar prisen på elektrisk kraft då utsleppsrettane er ein del av kostnadane i konvensjonell termisk kraftproduksjon. Sjølv om Noreg har lite kôl- og gasskraft, handlast det kraft med land kor desse produksjonsteknologiane er dominerande. Prisane på desse energivarene har difor verknad på norske og nordiske kraftprisar.

I fjerde kvartal kosta ein utsleppsrett for CO₂ i 2013 i snitt 4,7 euro/tonn, noko som er ein auke på 0,1 euro/tonn samanlikna med førre kvartal. CO₂-prisen for ein utsleppsrett i 2014 kosta i snitt 4,9 euro/tonn. Dette er ein auke på 0,1 euro/tonn samanlikna med tredje kvartal.

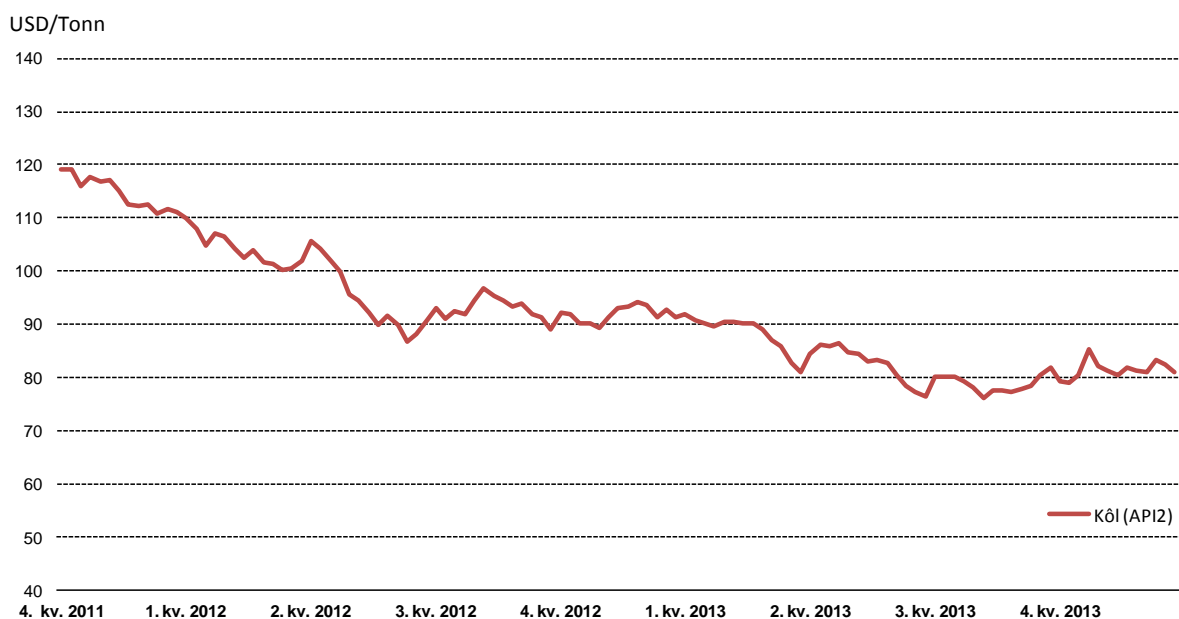
Figur 1.7.3 viser den historiske prisutviklinga på utsleppsrettar for CO₂ i EU ETS. I fjerde kvartal 2013 vart CO₂-kvotar for 2013 handla for 4,7 euro/tonn i snitt, noko som er 3 euro/tonn lågare enn prisen frå fjerde kvartal i 2012.

Figur 1.7.3: Prisutvikling på utselepprettar for CO₂ i EU ETS, euro/tonn. Kjelde: Nord Pool Spot



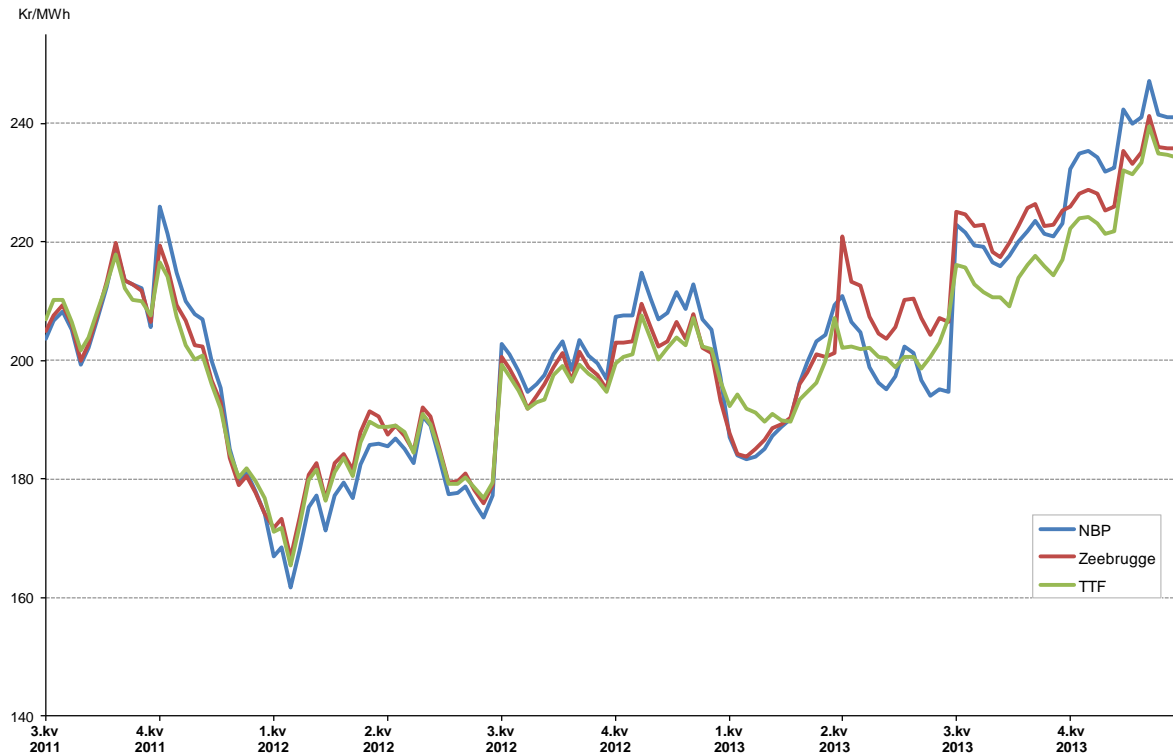
Snittprisen på k l handla i fjerde kvartal med leveranse i p f lgande kvartal vart 81,4 dollar/tonn. Dette er ein auke p  2,6 dollar/tonn samanlikna med tredje kvartal. Om ein antek ein nyttegrad p  40 prosent i kraftproduksjon utgjer brenselkostnaden p  om lag 158 kr/MWh i snitt for neste kvartal. Dette anslaget er ikkje medregna kostnadar knytte til utselepprettar for CO₂.

Figur 1.7.4: K lpris (API2) for etterf ljande kvartal, dollar/tonn, Europa. Kjelde: Syspower og Spectron Group



I Storbritannia var snittprisen på gass 238,1 kr/MWh i fjerde kvartal. Dette er ein auke på 17,8 kr samanlikna med tredje kvartal. Snittprisen på gass i Belgia og Nederland var på høvesvis 231,9 og 229 kr/MWh i fjerde kvartal. Dette er ein auke på 9 og 15 kr samanlikna med førre kvartal. Med ein nyttegrad på 55 prosent vil ein gasskraftprodusent krevje kring 427 kr/MWh i straumpris for å dekke kostnadane til brensel. Då er ikkje utsleppskostnadar inkludert.

Figur 1.7.5: Gassprisar front kvarter i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2011-2013. Kjelde: Syspower.



1.8 Hushaldskundar i sluttbrukarmarknaden

1.8.1 Straumprisar

Tabell 1.8.1 synar dei gjennomsnittlege straumprisane for hushaldsmarknaden for fjerde kvartal 2013.¹⁰ Frå tredje til fjerde kvartal gjekk den gjennomsnittlege prisen på straum for hushaldskundar med spotpriskontrakt opp i alle elspotområda i Noreg. Gjennomsnittsprisen for straum levert på spotpriskontrakt varierte mellom 32,9 øre/kWh og 41,2 øre/kWh i dei fem ulike elspotområda i fjerde kvartal 2013. Dette var mellom 1,9 øre/kWh og 4,1 øre/kWh høgare enn gjennomsnittsprisane i same kvartal i 2012.

Gjennomsnittsprisen for straum levert på standardvariabelkontraktar i fjerde kvartal 2013 var på 40,4 øre/kWh, det vil seie 9,1 øre/kWh høgare enn i fjerde kvartal 2012.¹¹

For eittårige og treårige fastpriskontraktar var gjennomsnittsprisen i fjerde kvartal 2013 på høvesvis 42,3 øre/kWh og 45,5 øre/kWh. For eittårige fastpriskontraktar var dette 1,9 øre/kWh høgare samanlikna med fjerde kvartal i 2012, medan for treårige fastpriskontraktar var prisen 1,7 øre/kWh høgare enn i fjerde kvartal i 2012.

Historisk sett har det vore ein nær samanheng mellom elspotprisen og gjennomsnittsprisen for standard variable kontraktar. Figur 1.8.1 synar utviklinga dei siste ti åra i månadleg gjennomsnittleg straumpris for ein spotpriskontrakt i Aust-Noreg samanlikna med den månadlege gjennomsnittsprisen for ein standardvariabelkontrakt.

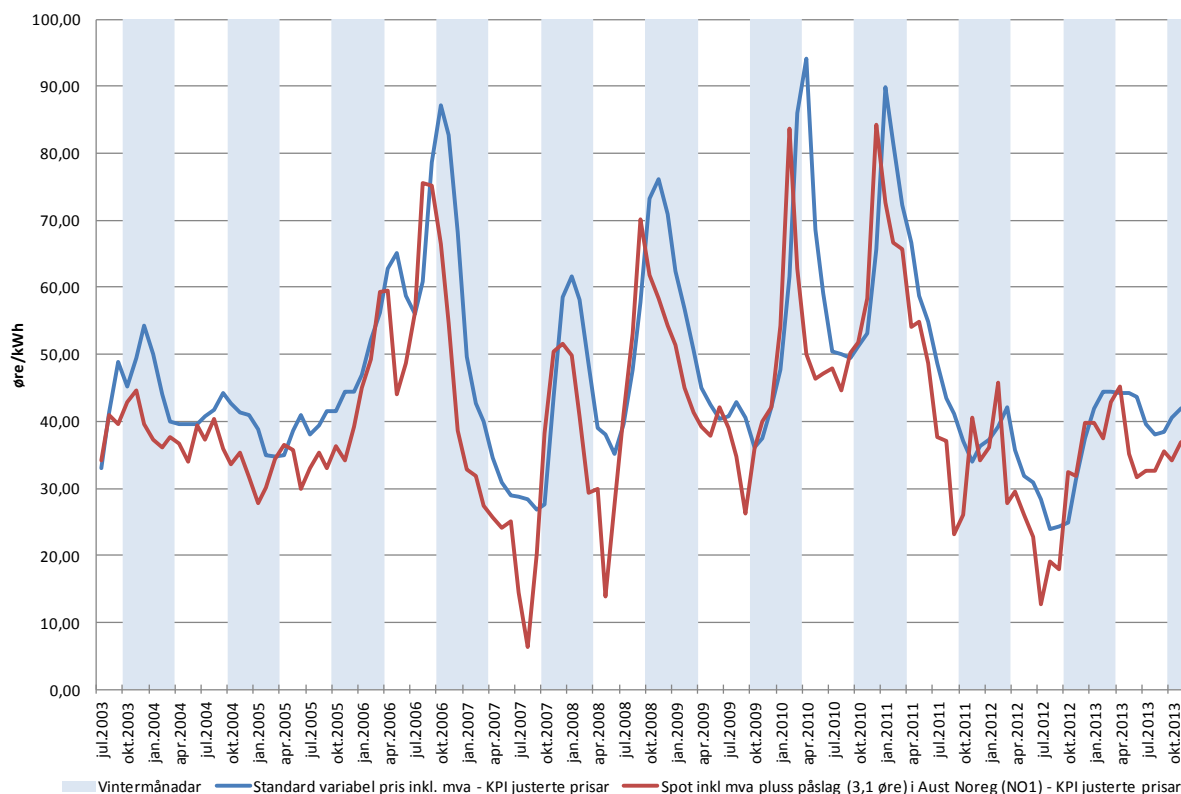
Tabell 1.8.1: Gjennomsnittlege prisar på kontraktar for hushaldskundar. Kjelder: Nord Pool Spot, Konkurransetilsynet og NVE.

Prisar på kontraktar	4. kv. 2013	Endring frå 3. kv. 2013 (øre/kWh)	Endring frå 4. kv. 2012 (øre/kWh)
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	39,3	2,7	2,6
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	39,0	2,5	1,9
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	41,2	0,6	4,1
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	32,9	0,9	3,4
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	39,2	2,7	2,6
Standardvariabelkontrakt	40,4	1,5	9,1
1-årig fastpriskontrakt	42,3	1,6	1,9
3-årig fastpriskontrakt	45,5	3,2	1,7

¹⁰ Tabell 1.8.1 synar gjennomsnittlege prisar for ulike kraftkontraktar og er oppgitt i øre/kWh. Prisane for standardvariabelkontrakt er eit gjennomsnitt av standardvariabelkontraktane tilbode i fleire enn ti kommunar på kraftprisoversikta til Konkurransetilsynet. Dei gjennomsnittlege områdeprisane for spotpriskontraktar inkluderar eit påslag på 3,1 øre/kWh, som ein antek å vere det gjennomsnittlege påslaget på spotpriskontraktar tilbode i sluttbrukarmarknaden. Alle prisar inkluderar mva. bortsett frå spotpriskontraktar for Nord-Noreg (NO4) sidan kundar i Nordland, Troms og Finnmark er fritekne frå mva. på straum.

¹¹ Gjennomsnittsprisen for straum levert på standardvariabelkontraktar er eit snitt av prisen på standardvariabelkontraktar tilbodne i fleire enn ti kommunar på kraftprisoversikta til Konkurransetilsynet.

Figur 1.8.1 Utviklinga i månadleg gjennomsnittleg straumpris (KPI-justert) for ein spotprisbasert kontrakt for Aust- Noreg (elspotområde NO1) inkl. eit påslag på 3,1 øre /kWh, inkl. mva. og ein gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt (KPI-justert) inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE.

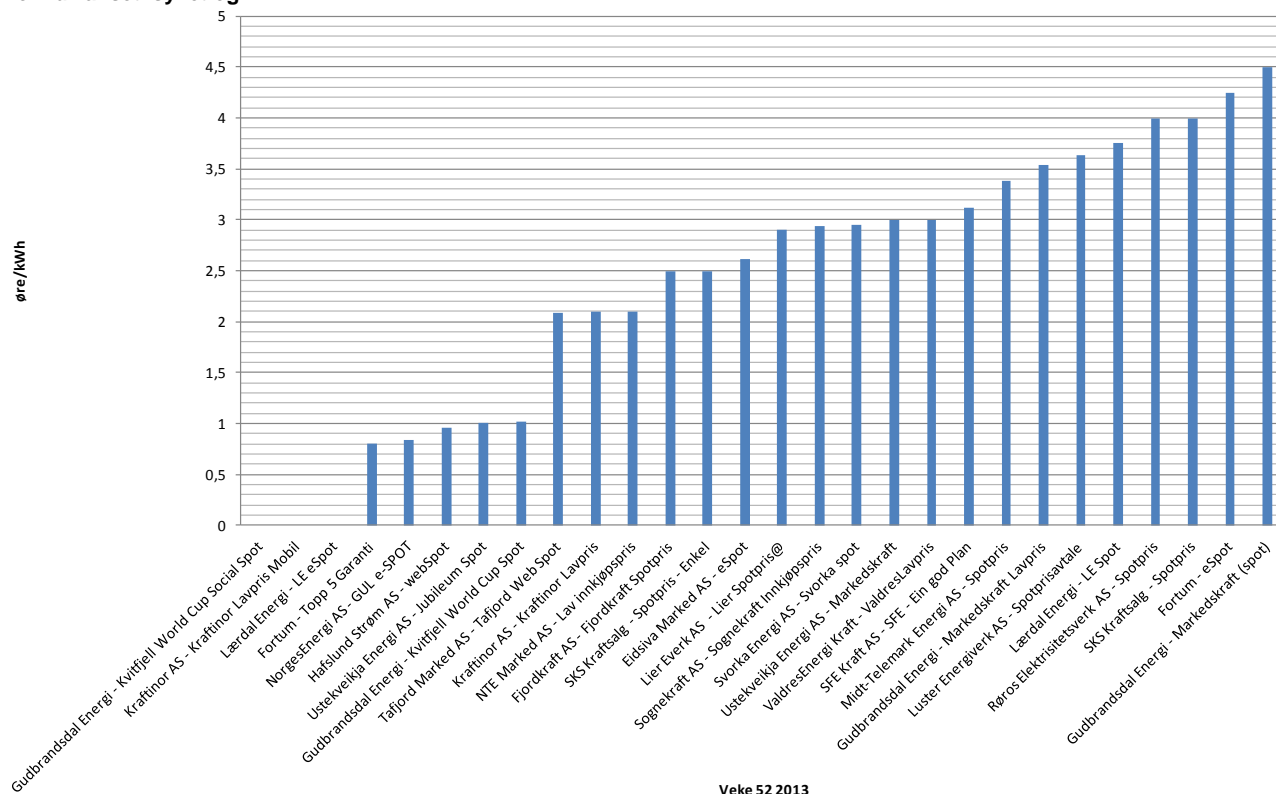


1.8.2 Påslag på spotpriskontraktar

Det som skil dei ulike spotpriskontraktane i sluttbrukarmarknaden er i hovudsak storleiken på påslaget og eventuelle fastbeløp. Figur 1.8.2 viser det faktiske påslaget (medrekna eventuelle fastbeløp) for spotpriskontraktar som er tilbodne i Oslo i veke 52 i 2013. Figuren baserar seg på eit antatt forbruk på 20 000 kWh per år og gjeld kontraktar med etterskotvis fakturering. Frå veke 17 i 2013 har det på kraftprisoversikta til Konkurransetilsynet vorte tilbode spotpriskontraktar med korkje påslag eller fastbeløp, noko som gjeld dei tre kontraktane presentert lengst til venstre i figuren.

I veke 52 var det lågaste tilbodne påslaget (medrekna eventuelle fastbeløp) for spotpriskontraktane på kraftprisoversikta til Konkurransetilsynet 0 øre/kWh, mens det høgaste påslaget var på 4,5 øre/kWh. Det vil seie at om ein brukar 20 000 kWh i året, utgjer denne skilnaden 900 kroner per år uavhengig av om spotprisen er høg eller låg. Brukar ein Konkurransetilsynet si [kraftprisoversikt](#), kan ein finne ei tilsvarande samanstilling for kvar kommune i landet.

Figur 1.8.2 Påslag på spotpriskontraktar tilbodne i Oslo i veke 52 og med meldeplikt til Konkurransetilsynet. Påslaget er rekna ut etter eit antatt forbruk på 20 000 kWh per år og gjeld kontraktar som har etterskotvis fakturering. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE



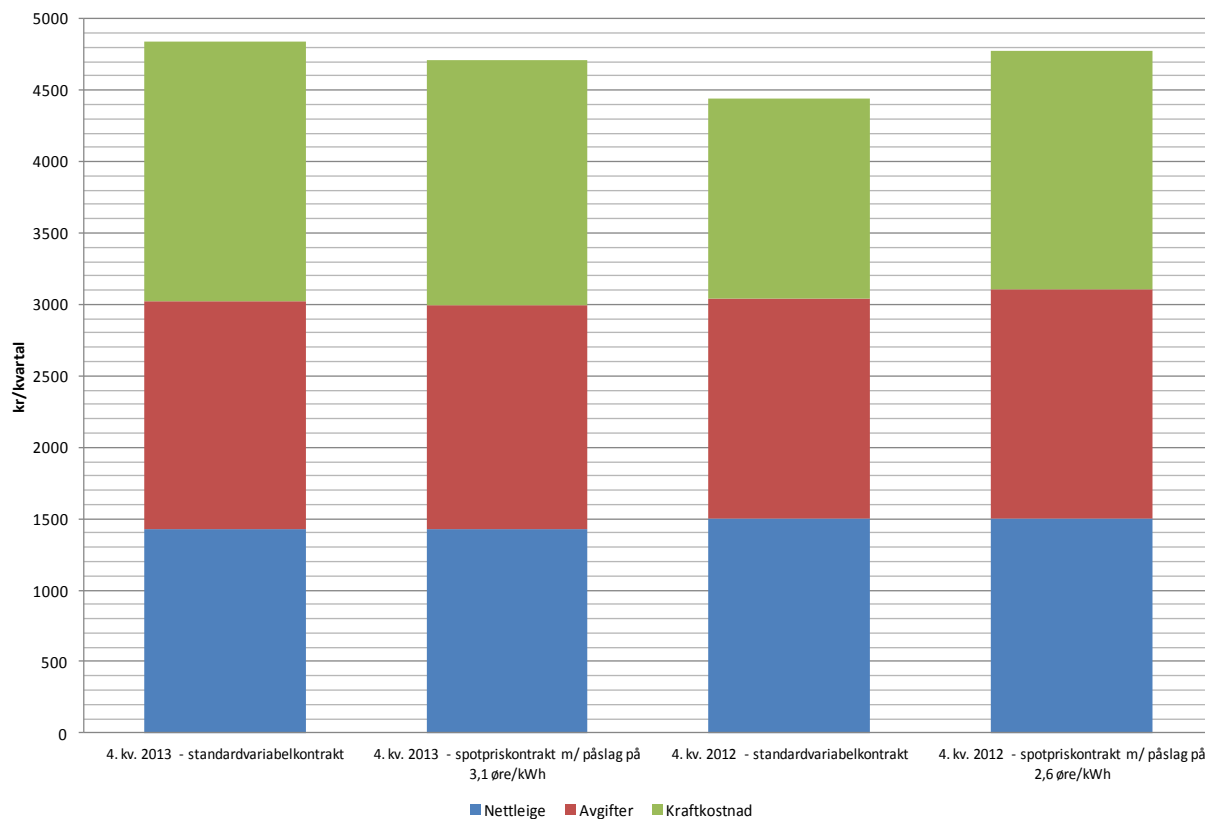
1.8.3 Straumutgifter i fjerde kvartal 2013.

For ein representativ hushaldskunde i Aust-Noreg med straum levert på spotpriskontrakt var straumkostnaden (inkl. nettleige og avgiftar) for heile kvartalet på 4711 NOK.¹² Dette var 65 kroner lågare enn for same kvartal 2012. Med høgare spotprisar fjerde kvartal i 2013 samanlikna med det same kvartalet i 2012, ventar ein at straumkostnaden dette kvartalet vart høgare enn kostnaden i same kvartal 2012. At dette ikkje er tilfelle skuldast at nettleiga var høgare i 2012 enn i 2013.

For ein representativ hushaldskunde i elspotområdet Aust-Noreg med straum levert på standardvariabelkontrakt var straumkostnaden (inkl. nettleige og avgiftar) 4837 NOK i fjerde kvartal 2013. Totalkostnaden var dermed 391 kroner høgare enn i tilsvarende kvartal 2012. Figur 1.8.3 synar at spotspriskontraktane var meir lønnsemd enn standardvariabelkontrakt i 4. kvartal i fjor. Det er ei endring frå fjerde kvartal 2012, då standardvariabelkontrakt gav lågare utgifter enn spotpriskontrakt. Merk at vi i denne samanlikninga berre nyttar prisar for standardvariabelkontraktar med meldeplikt til Konkurransetilsynet og som er tilbodne i fleire enn ti kommunar.

¹² Berekinga legg til grunn straumprisen i elspotområde Aust-Noreg, eit forbruk på 20 000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg temperaturkorrigert forbruksprofil, og ein nettleige tilsvarende landsgjennomsnittet. Ein oversikt over den historiske utviklinga i totalkostnadene til ein berekna spotpriskontrakt for ein representativ hushaldskunde kan ein finne i vedlegget til kvartalsrapporten.

Figur 1.8.3 Totalkostnad i fjerde kvartal 2013 og fjerde kvartal 2012 til kraft, nettleige og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh for ein representativ hushaldskunde i Aust-Noreg. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



1.8.4 Samla straumutgifter i 2013

Tabell 1.8.2 synar berekna straumkostnad for ein gjennomsnittleg spotpriskontrakt og standardvariabelkontrakt (ekskl. nettleige og forbruksavgift, men inkl. mva.) frå 2003 til 2013.¹³ Om ein samanliknar dei samla straumkostnadane for straumkontraktane i 2013, ser ein at differansen i kostnad knytta til kvar av dei to kontrakttypene var 623 kroner.¹⁴ Dette var mykje høgare enn året før, men det er verdt å merka seg at differansen mellom kontraktane var unormalt låg i 2012. Det er fleire grunnar til at differansen i kostnad varierar frå eitt år til eit anna. Ein viktig forklarande faktor er kraftsituasjonen gjennom det einskilde året.¹⁵

¹³ NVE nyttar ein gjennomsnittleg temperaturkorrigert justert innmatningsprofil, basert på alminneleg forsyning frå 2001 til 2011 og eit antatt forbruk på 20 000 kWh i året, for å berekna straumkostnaden til sluttbrukarane.

¹⁴ Denne samanlikninga gjeld for Aust-Noreg. Tala for dei andre spotprisområda kan vere annleis. Kvar veke publiserar NVE ein vekerapport for kraftmarknaden som viser kor store straumutgifter ein kunde har hatt for gitte forbruksnivå og gitt kontrakttype den siste veka. I vekerapporten finn ein tal for alle elspotområda.

¹⁵ I tillegg vart det berekna påslaget til spotpriskontraktane endra, frå og med januar 2013, frå 2,6 øre/kWh (inkl. mva.) til 3,1 øre/kWh (inkl. mva.). Påslaget vart også auka i 2012, frå 1,9 øre/kWh (inkl. mva.) i 2011. Endringa kjem som ein følgje av ein antatt auke i påslaget grunna elsertifikatorordninga.

Tabell 1.8.2: Bereknastraumkostnad for ein gjennomsnittleg spotpriskontrakt og standard variabelkontrakt. Straumkostnaden er eksklusiv nettleige og forbruksavgift, men inkl. mva. Kjelder: Nord Pool Spot, Konkurransetilsynet og NVE.

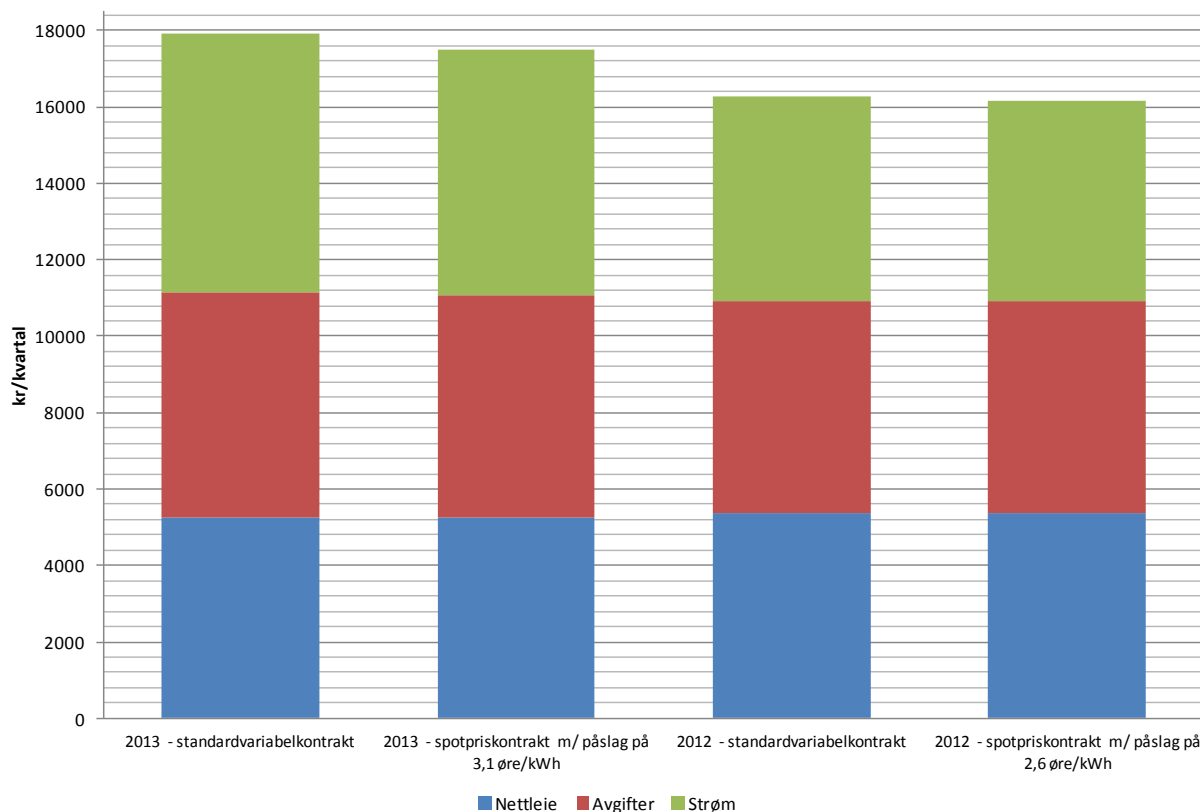
Nominelle prisar	Spotpris-kontrakt	Standard variabel-kontrakt	Differanse
2003	8 079	10 042	1 963
2004	6 413	7 159	746
2005	6 203	6 779	576
2006	10 027	11 358	1 331
2007	5 995	6 950	955
2008	8 599	10 326	1 727
2009	7 983	8 599	615
2010	11 908	12 147	240
2011	9 804	11 075	1 270
2012	6 511	6 589	78
2013	10 092	10 715	623

straum levert på standardvariabelkontrakt var den totale straukosten (inkl. nettleige og avgiftar) høgare i 2013 enn i 2012. Straumkosten auka med 1 645 kroner til 17 904 NOK i 2013.

Figur 1.8.4 synar dei samla utgiftene (inkl. nettleige og avgiftar) til strau for hushaldskundar på standardvariabelkontraktar og spotpriskontraktar. Også dei samla strauutgiftene var litt høgare for hushaldskundar på standardvariabelkontraktar enn for hushaldskundar på spotpriskontraktar i 2013. Merk at vi i desse samanlikningane berre nyttar prisar for standardvariabelkontraktar med meldeplikt til Konkurransetilsynet og som er tilbodne i fleire enn ti kommunar.

I 2013 var dei totale strauutgiftene (inkl. nettleige og avgiftar) for ein representativ hushaldskunde i elspotområdet Aust-Noreg med strau levert på spotpriskontrakt 1 314 kroner høgare enn i 2012. Dei totale strauutgiftene enda opp på 17 489 NOK. Også for ein representativ hushaldskunde i elspotområdet Aust-Noreg med

Figur 1.8.4: Totalkostnad i 2013 og 2012 til kraft, nettleige og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh for ein representativ hushaldskunde i Aust-Noreg. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE.



1.9 Utsikter for norsk kraftproduksjon

Tal for ny produksjonskapasitet frå vasskraftverk og andre opprustings- og utvidingsprosjekt synar ein auke i Noregs vasskraftkapasitet med 0,9 TWh i 2013. Middeltalet for årleg produksjonskapasitet var 131,4 TWh ved årsskiftet 2013/2014. Utbygginga av vasskraftkapasiteten har vore om lag 12,6 TWh sidan kraftmarknaden vart liberalisert i 1991. Berekninga av midlere årleg produksjonskapasitet er basert på tilsig perioden 1981-2010.

I 2013 vart det gjeve endelig løyve for utbygging av nær 1,5 TWh ny vasskraft. Ved inngangen til 2014 er om lag 1,5 TWh ny vasskraft under bygging. Vidare har om lag 3,2 TWh ny vasskraft fått utbyggingsløyve, men er ennå ikkje realisert. Det er framleis stor interesse for å bygge ut ny vasskraftproduksjon. Totalt har myndighetene 13,4 TWh ny vasskraft til behandling. Dette fordeler seg på søknader om små vasskraftverk tilsvarande 7,1 TWh, større vasskraft tilsvarande 4,1 TWh, og opprustings- og utvidingsprosjekt tilsvarande 2,1 TWh.

Det er registrert 21 ferdigstilte vindkraftverk større enn 1 MW i drift i Noreg. Samla installert effekt er no 811 MW fordelt på 356 vindturbinar. I løpet av året vart eit vindkraftverk sette i drift, tilsvarande 110 MW ny vindkraftkapasitet. Gjennomsnittleg turbinstorleik i drift er no 2,3 MW. Det var ved årsskiftet byggeaktivitet ved eitt vindkraftprosjekt (Raggovidda). Vindkraftverket har løyve til 200 MW men det er førebels berre fyrste byggetrinn på 45 MW som er starta. Forventa årsproduksjon for fyrste byggetrinn er på om lag 150 GWh.

Varmekraftproduksjonen i Noreg har i lengre tid, frem til dei siste åra, variert mellom 0,5 og 1,0 TWh per år. Produksjonskapasiteten er spreidd på mange små anlegg, som stort sett er eigd av industribedrifter som sjølv brukar krafta. Frå 2009 gjorde den årlege varmekraftproduksjonen eit markant hopp til 5,6 TWh. Det skuldast mellom anna igangsetting av tre større gasskraftverk. I 2011 var varmekraftproduksjonen 4,8 TWh, men i 2012 falt produksjonen til 3,4 TWh. I 2013 var produksjonen 3,3 TWh. Lågare kraftprisar, saman med høgare gassprisar, er bakgrunnen for produksjonsnedgangen frå 2009 og fram til i dag.

Gasskraftverket på Kårstø med ei yting på 430 MW og eit produksjonspotensial på 3,4 TWh per år kom i full drift i februar 2009, men har stått stille det meste av tida sida mai 2011. Kraftvarmeanlegget på Mongstad vart starta opp i slutten av 2010, men har hittil berre gått med halv kapasitetsutnytting (140 MW elektrisitet). Ved full drift vil anlegget kunne levere 280 MW elektrisitet og 350 MW varme til oljeraffineriet på Mongstad. Det tredje største produksjonsanlegget er energianlegget på Melkøya i Hammerfest. Der er det ein samla turbininstallasjon på 215 MW som produserer opp mot 1,7 TWh per år til gassbehandlingsanlegget der.

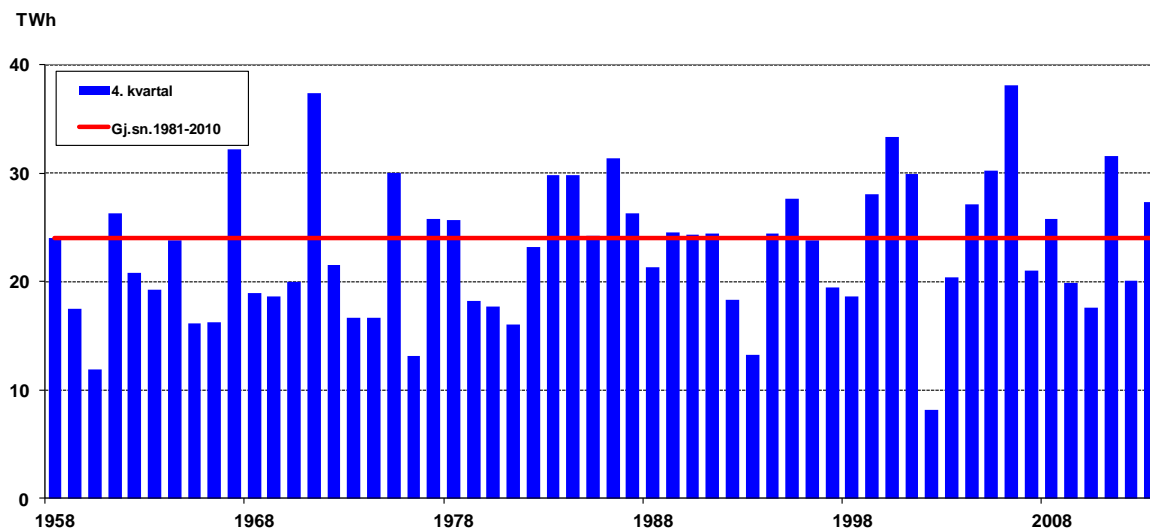
I tillegg har Statnett etablert to mobile gasskraftverk, kvar med ein yting på 150 MW. Dette er reservekraftverk, som berre vil bli gjeve løyve til oppstart i ein svært anstrengt kraftsituasjon, eller når ein særskild driftssituasjon tilseier det. I normalsituasjonar vil dei derfor ikkje gje noko bidrag til kraftproduksjonen.

Fornybar termisk kraftproduksjon utgjer i 2013 om lag 0,5 TWh per år. Nedlegging av Södra Cell Tofte i august 2013 vil redusere den totale produksjonen med om lag 0,3 TWh.

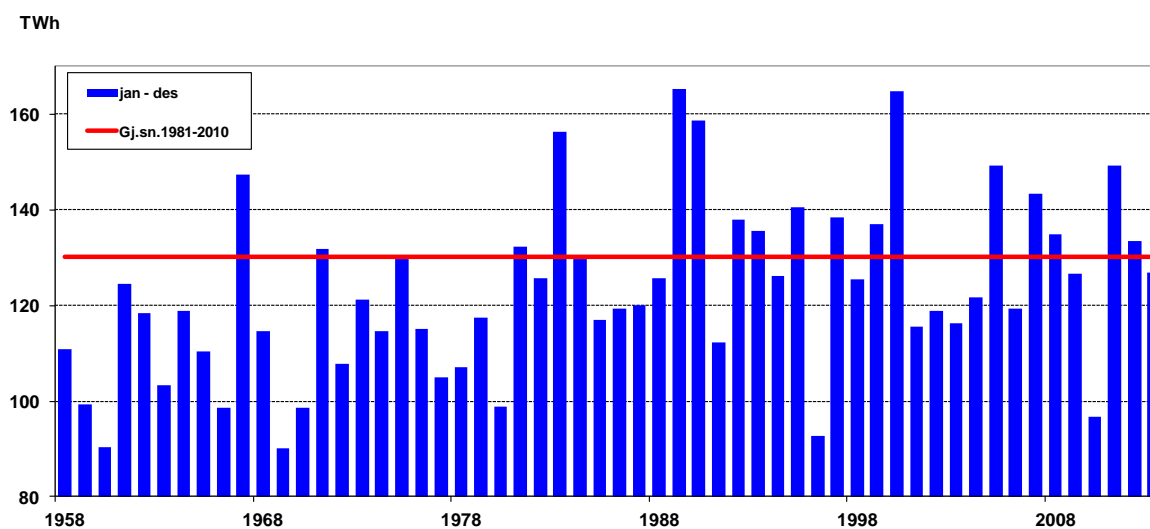
2 Vedlegg

Vedlegg:

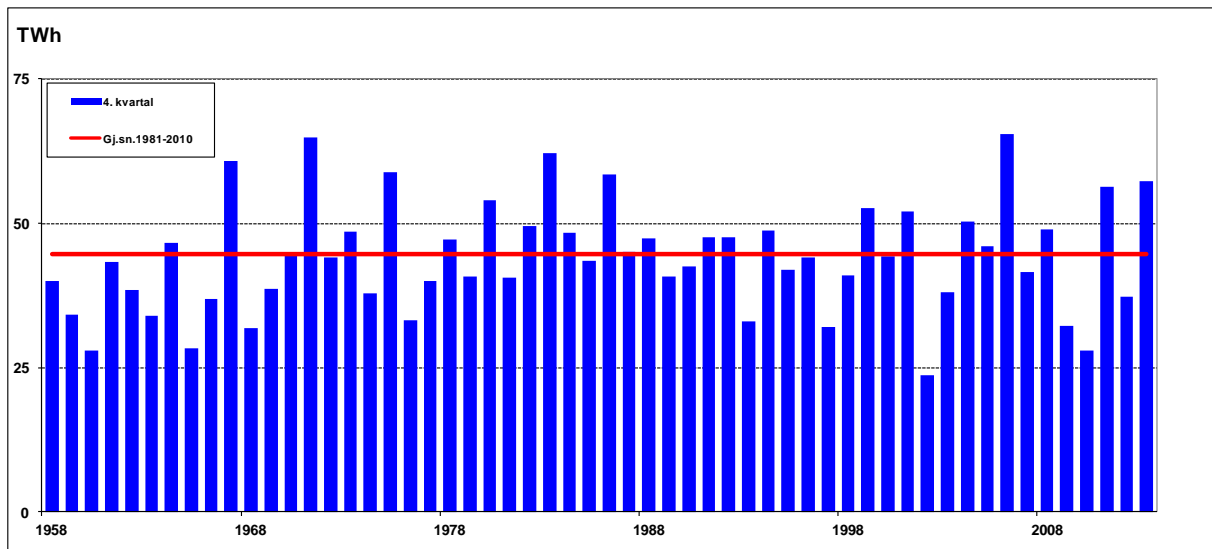
Figur 2.1 Tilsig i Noreg i 4. kvartal for åra 1958 - 2013. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot.



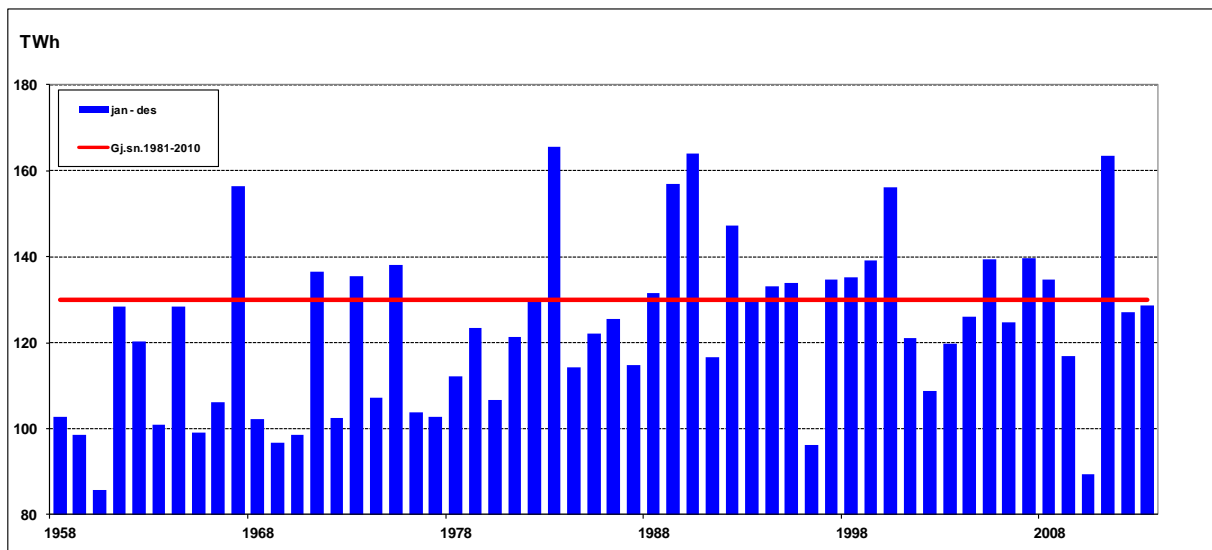
Figur 2.2 Årleg tilsig i Noreg for åra 1958 til 2013. Merk at x-aksen kryssar ved 80 TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot.



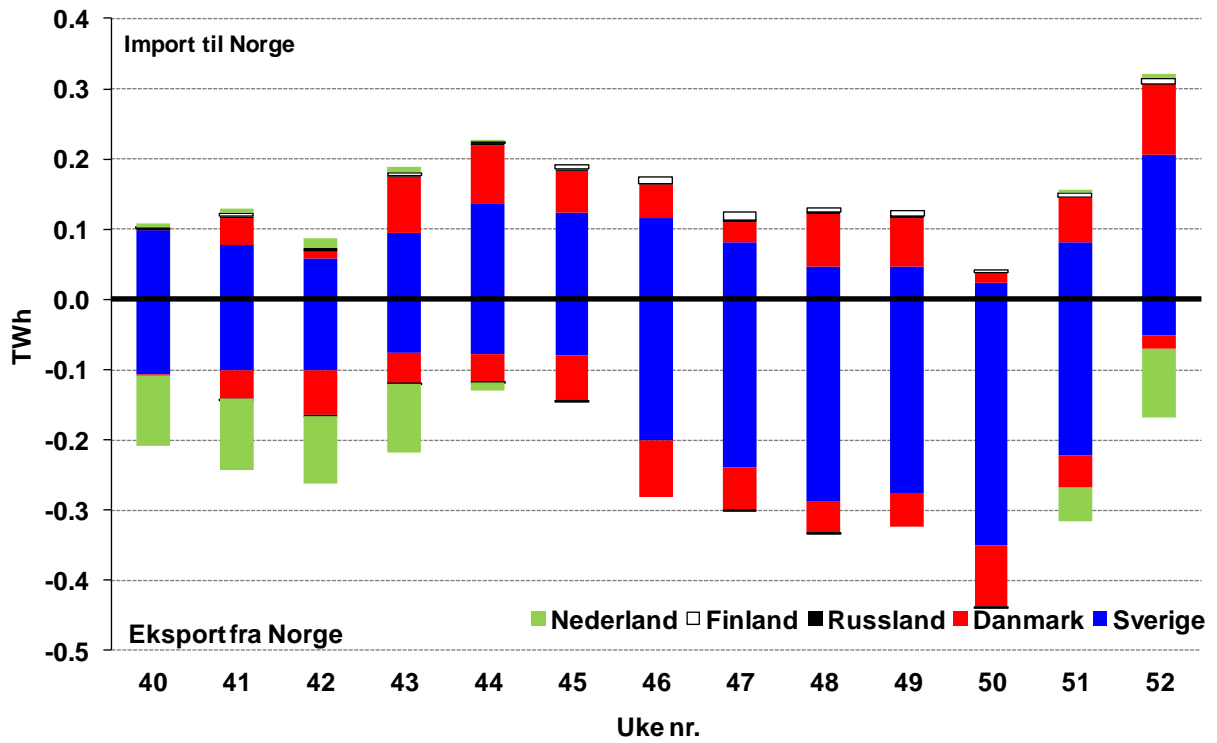
Figur 2.3 Nedbør i TWh i Noreg for 4. kv for åra 1958 - 2013. Kjelde: NVE.



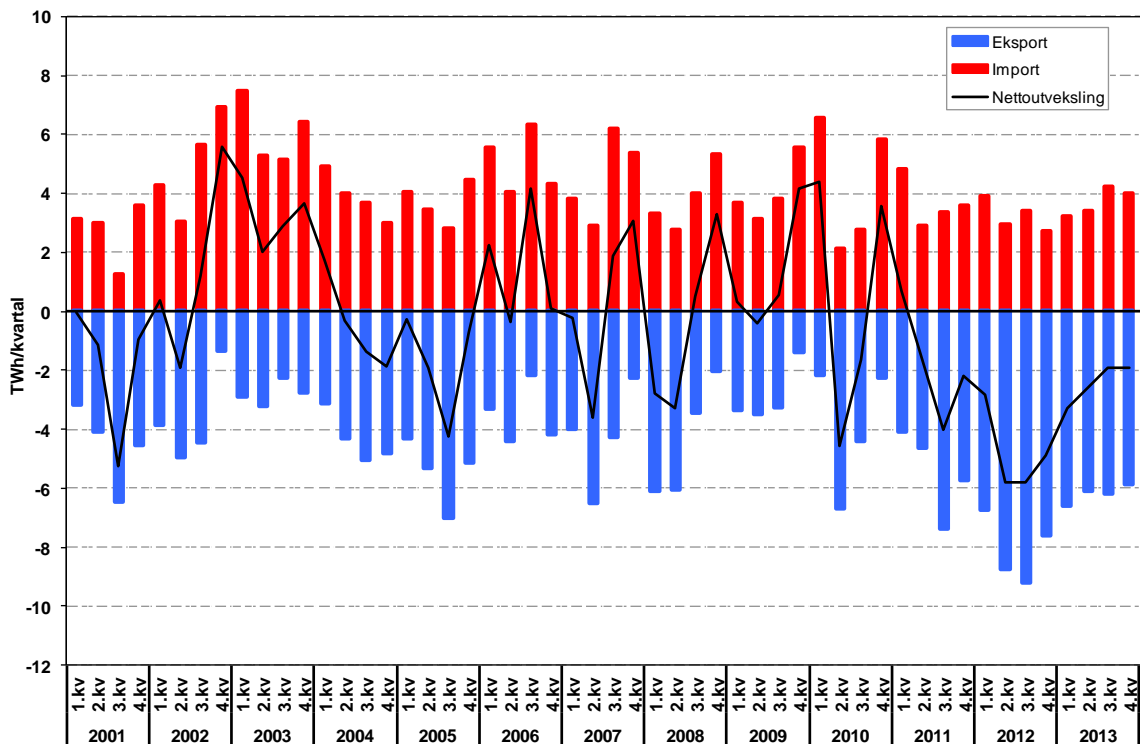
Figur 2.4 Årleg nedbør i TWh i Noreg for åra 1958 til 2013. Merk at x-aksen kryssar ved 80 TWh. Kjelde: NVE.



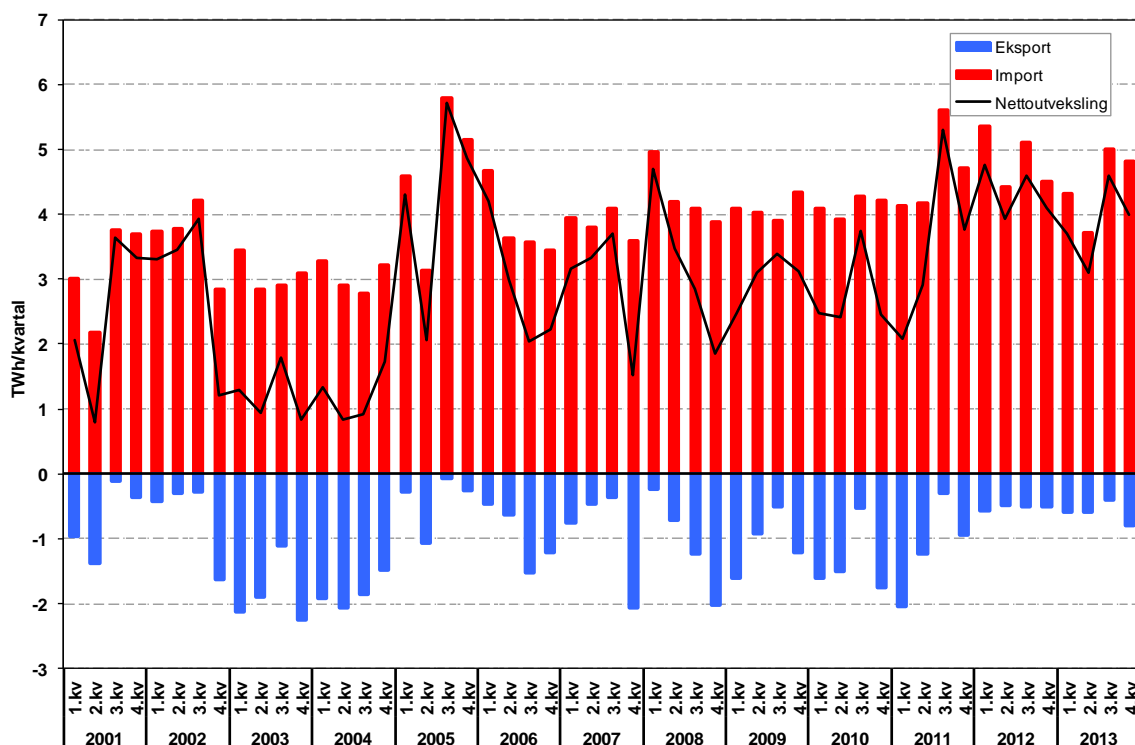
Figur 2.5 Norsk utveksling av kraft i fjerde kvartal 2014, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



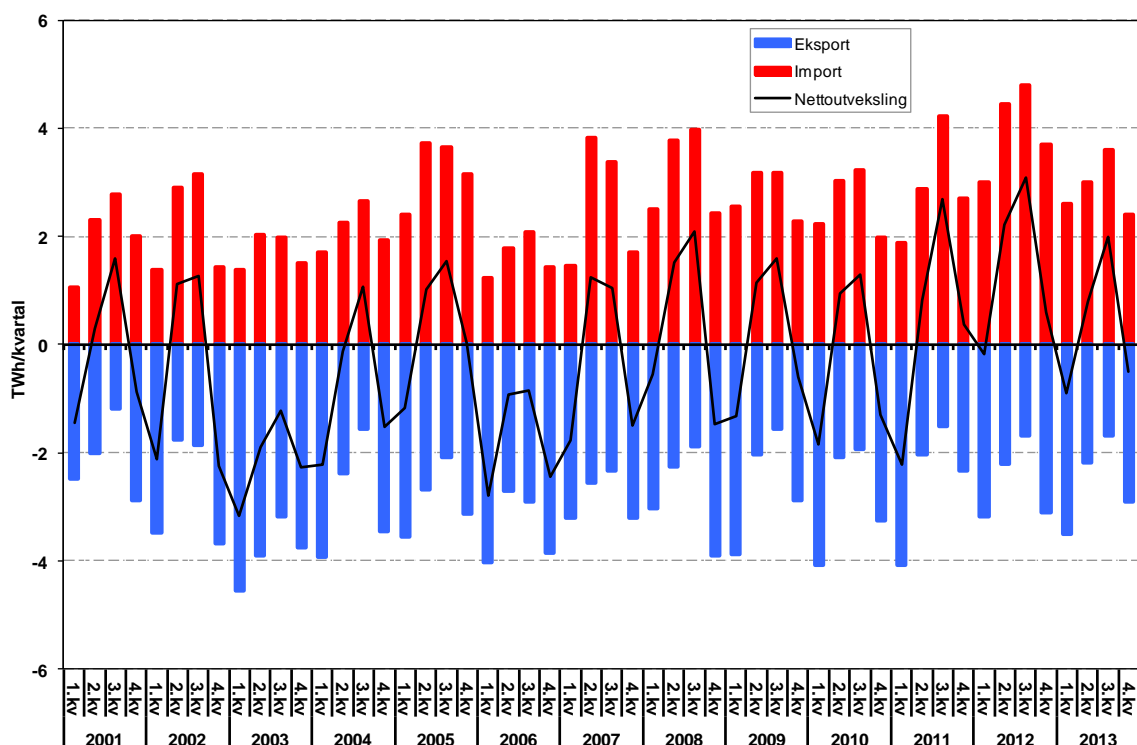
Figur 2.6 Svensk utveksling av kraft, 2001-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



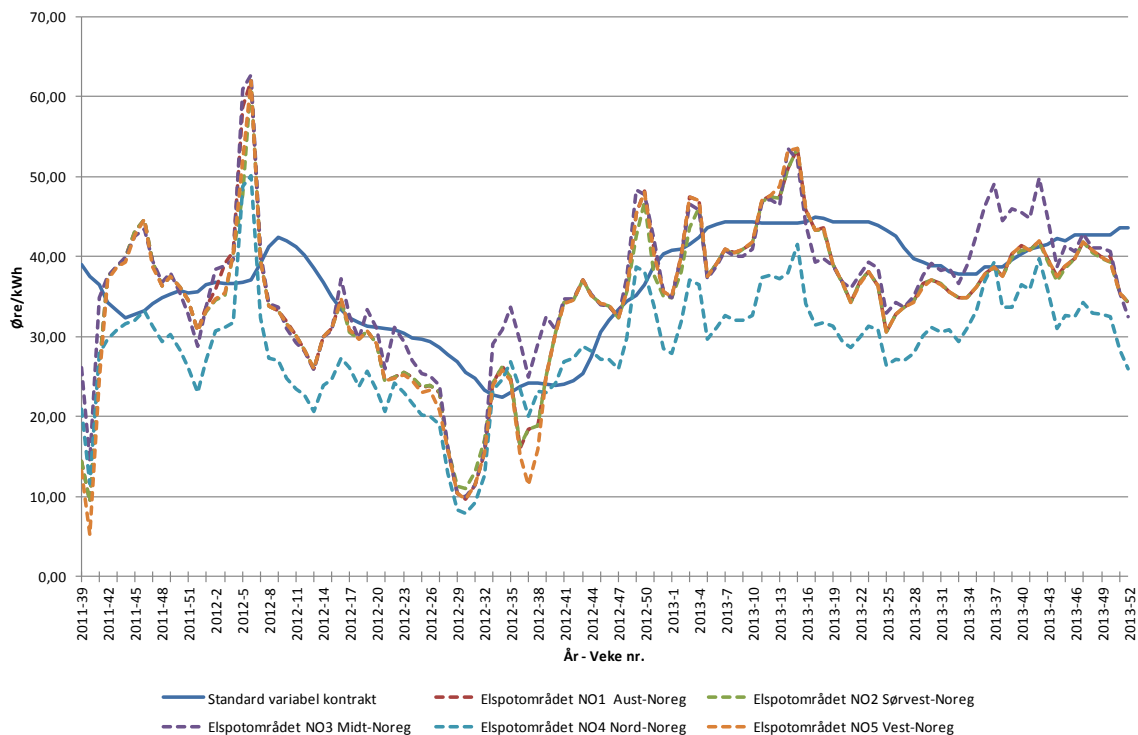
Figur 2.7 Finsk utveksling av kraft, 2001-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



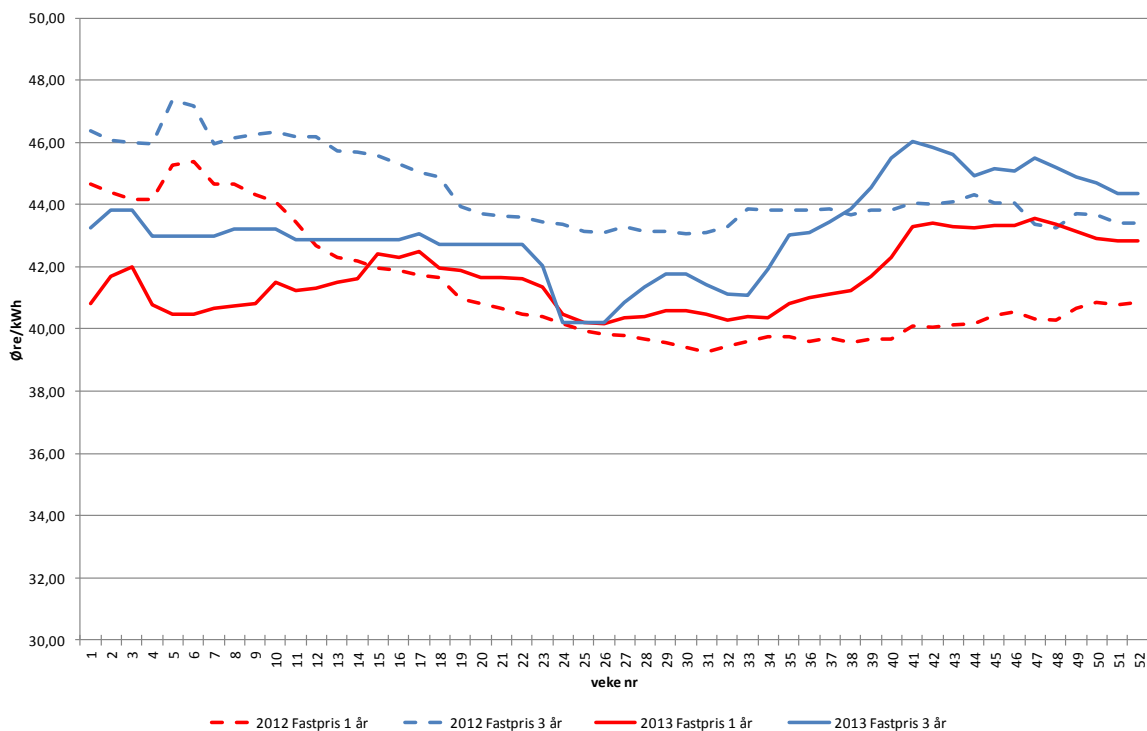
Figur 2.8 Dansk utveksling av kraft, 2001-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 2.9: Gjennomsnittlige vekeprisar frå veke 39 2011 til og med veke 52 2013 for standardvariabelkontrakt og spotpriskontrakt i Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg, inkl. eit påslag på 3,1 øre/kWh (2,6 øre/kWh i Nord-Noreg). Alle prisar, bortsett frå prisen i Nord-Noreg, er inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE



Figur 2.10: Prisutvikling for eitt- og treårige fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år for 2012 og 2013. Prisane er inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE



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

Utgitt i Rapportserien i 2014

- Nr. 1 Analyse av energibruk i forretningsbygg. Formålsdeling. Trender og drivere
- Nr. 2 Det høyspente distribusjonsnett. Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata
- Nr. 3 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Dimensjonerende korttidsnedbør for Telemark, Sørlandet og Vestlandet: Eirik Førland, Jostein Mamen, Karianne Ødemark, Hanne Heiberg, Steinar Myrabø
- Nr. 4 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 7. Skred og flomsikring. Sikringstiltak mot skred og flom Befaring i Troms og Finnmark høst 2013
- Nr. 5 Kontrollstasjon: NVEs gjennomgang av elsertifikatorordningen
- Nr. 6 New version (v.1.1.1) of the seNorge snow model and snow maps for Norway. Tuomo Saloranta
- Nr. 7 EBO Evaluering av modeller for klimajustering av energibruk
- Nr. 8 Erfaringer fra ekstremværet Hilde, november 2013
- Nr. 9 Erfaringer fra ekstremværet Ivar, desember 2013
- Nr. 10 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2013. Ellen Skaansar (red.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

