

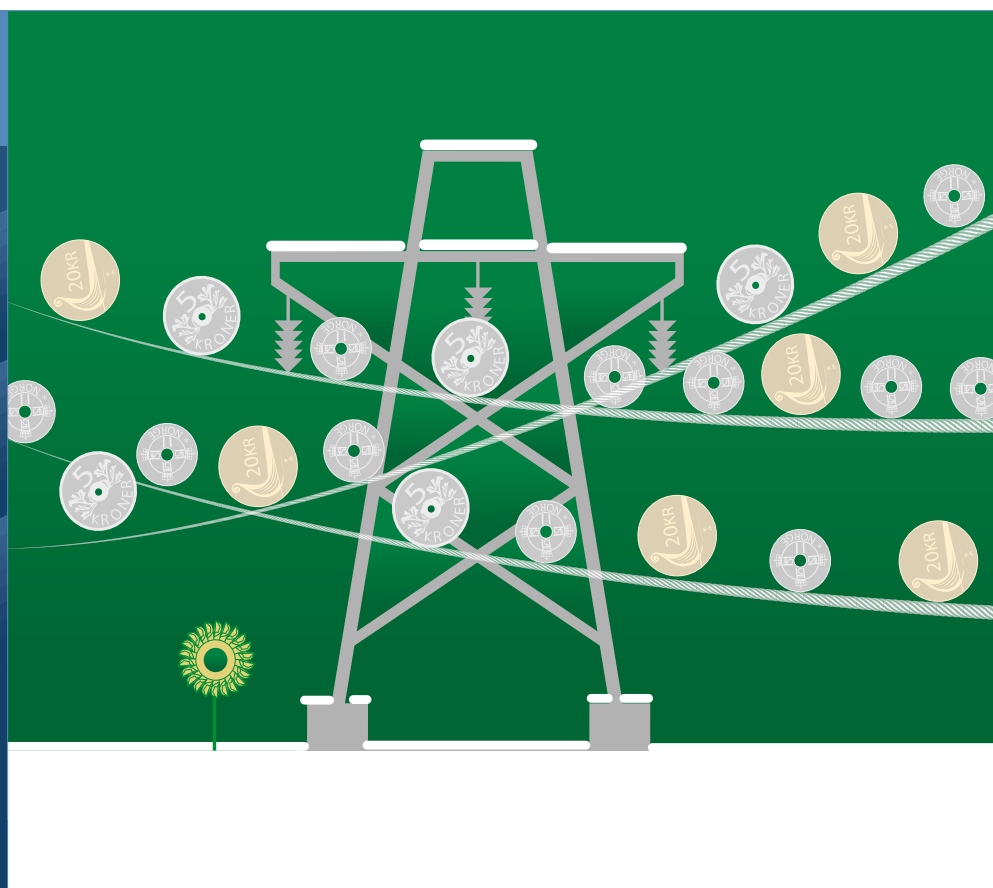


Kvartalsrapport for kraftmarknaden 1. kvartal 2013

Ellen Skaansar (red.)

27
2013

R
A
P
P
O
R
T



Rapport nr. 27

Kvartalsrapport for kraftmarknaden – 1. kvartal 2013

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Ellen Skaansar

Forfattarar: Erik Holmqvist, Nina Kjelstrup, Benedicte Langseth, Per Tore Jensen Lund, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Martin Andreas Vik, Mats Øivind Willumsen.

Trykk: NVE sitt hustrykkeri

Opplag: 20

Forside: Rune Stubrud

ISBN: 978-82-410-0894-8

ISSN: 1501-2832

Samandrag: Grunna høg etterspurnad etter straum og lågt tilsig sank fyllinga til 31,7 prosent ved utgangen av kvartalet, noko som er 18,8 prosenteningar mindre enn på same tid i fjor. I første kvartal var tilsiget til norske vassmagasiner 6,7 TWh, noko som er 4,2 TWh mindre enn normalt og 10,2 TWh mindre enn same kvartal i 2012. Det kom 22,6 TWh nedbør i Noreg første kvartal 2013. Det er 19 TWh mindre enn vanlig, og gjør dette til den 10. tørraste vinteren registrert sidan 1958. Vêret var kaldare enn normalt i Sør-Noreg gjennom kvartalet, medan heile Noreg hadde lågare temperaturar enn vanleg i mars månad. Det førte til at kraftetterspurnaden vart høg. Forbruket var på 40 TWh, opp 5,5 prosent frå første kvartal 2012. Den norske kraftproduksjonen gjekk ned 8 prosent frå første kvartal 2012 til 39,3 TWh i første kvartal 2013. Den store nedgangen heng saman med lågt tilsig første kvartal 2013 og stor produksjon i første kvartal 2012 grunna rekordhøg magasinifylling. I første kvartal i år hadde Noreg ein nettoimport på 0,7 TWh, medan vi hadde ein nettoeksport på 4,9 TWh i første kvartal 2012. Kraftprisane auka 9-15 prosent gjennom første kvartal samanlikna med året før. Gjennomsnittsprisen for kvartalet i Noreg

Emneord: elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinifylling, krafthandel, kraftforbruk, straumprisar

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

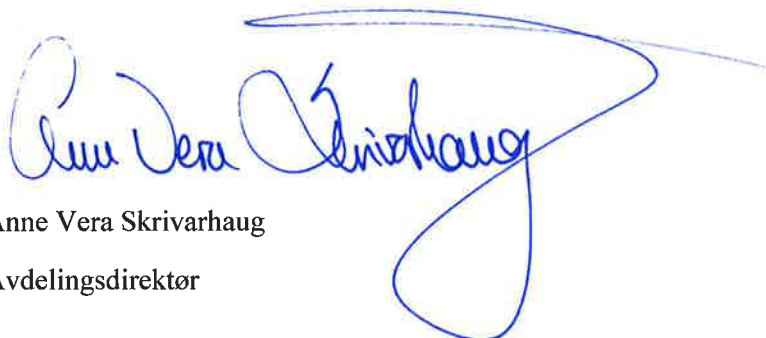
Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i første kvartal 2013. Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er første 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 og Elmarkedstilsynet. Bidragsytarane for denne utgåva har vore Erik Holmqvist, Nina Kjelstrup, Benedicte Langseth, Per Tore Jensen Lund, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Martin Andreas Vik, Mats Øivind Willumsen. Ellen Skaansar har leia arbeidet.

Oslo, 15. mai 2013



Anne Vera Skrivarhaug

Avdelingsdirektør

Innhald

Forord	2
1 Kraftmarknaden i første kvartal 2013	4
1.1 Ressursgrunnlaget.....	6
1.1.1 Tilsig i Noreg	6
1.1.2 Tilsig i Sverige	7
1.1.3 Temperatur.....	8
1.1.4 Nedbør	9
1.1.5 Snø	11
1.1.6 Grunn- og markvatn.....	12
1.1.7 Venta tilsig våren/sommaren 2013.	12
1.2 Magasinutviklinga	14
1.2.1 Noreg - Låg magasininfylling ved utgangen av første kvartal.....	14
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland.....	15
1.3 Produksjon.....	17
1.3.1 Noreg – nedgang i produksjonen i første kvartal.....	19
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa	20
1.4 Forbruk	24
1.4.1 Noreg – høgt kraftforbruk.....	25
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa	28
1.5 Andre energibærarar i Noreg	31
1.6 Kraftutveksling	34
Andre nordiske land	37
1.7.1 Spotmarknaden	38
1.7.2 Terminmarknaden.....	41
1.8 Sluttbrukarmarknaden.....	45
1.8.1 Hushaldsmarknaden.....	45
Påslag på spotpriskontraktar	48
1.8.2 Næringsmarknaden	49
2 Vedlegg	50

1 Kraftmarknaden i første kvartal 2013

Halvparten av normalt tilsig.	I første kvartal 2013 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 6,7 TWh. Det er 4,2 TWh mindre enn normal og 10,2 TWh mindre enn i første kvartal 2012. Dette skuldast eit kaldt vêrslag. Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 123,5 TWh, noko som er 6,5 TWh mindre enn normalt.
Kaldare enn normalt	For landet under eitt var middeltemperaturen som normalt i januar og februar. I Sør-Noreg var temperaturane lågare enn normalt medan dei var høgare enn normalt i nord. I mars månad var temperaturane 3 grader lågare enn normalt for heile landet.
Lite nedbør	Det kom mindre nedbør enn normalt i sør, medan det kom meir enn normalt i nord. Februar var tørrast samanlikna med normalen med 75 prosent av vanleg nedbør. I første kvartal kom det totalt 22,6 TWh nedbørenergi. Det er om lag 19 TWh under normalt. Det gjør denne vinteren til den 10. tørraste vinteren sidan 1958.
Mindre snøenergi enn vanleg	Ved utgangen av første kvartal var det meir snø i Troms og Finnmark, på Nordlandskysten og i låglandet i Sør-Noreg enn for eitt år sidan, medan det i fjellet i Midt- og Sør-Noreg var jamt over mindre snø enn i fjor. Energien i snømagasinet er rekna til 65 prosent av normalt ved kvartalets slutt. Beregningar som NVE har gjort visar at det og er tørrare i grunnen samanlikna med første kvartal 2012.
Låg magasinifylling	Ved utgangen av 2012 var magasinifyllinga om lag normalt. Kaldt vår i første kvartal og høg produksjon førte til ei større nedtapping av magasina enn normalt. Ved slutten av første kvartal var magasinifyllinga 31,7 prosent. Dette er 18,8 prosenteningar lågare enn til same tid i 2012. Samanlikna med tilsvarande tid i fjor, har vi ei energimengde i magasina som er 15,8 TWh lågare.
Høgare nordisk kraftforbruk	Det samla nordiske kraftforbruket var 116,8 TWh i første kvartal 2013. Det er 4,4 TWh høgare enn same kvartal i året før. Det heng saman med låge temperaturar i heile Norden.
Stabil nordisk kraftproduksjon	Første kvartal vart det produsert 116,8 TWh elektrisk kraft i Norden. Såleis var det balanse mellom nordisk forbruk og produksjon. Det er 0,8 TWh meir enn første kvartal i fjor. Høg etterspurnad medverka til det. Auken kom i form av høgare termisk og vindkraftproduksjon, medan samla vasskraftproduksjon gjekk ned samanlika med første kvartal 2012.
Høgt norsk kraftforbruk	Det norske kraftforbruket var 40 TWh i første kvartal, mot 37,9 TWh i same kvartal i 2012. Det er ein auke på 5,5 prosent. I alminneleg forsyning auka bruttoforbruket med 7,6 prosent frå første kvartal 2012, noko som i stor grad skyldast det kalde vêret. Dette syner utviklinga i det temperaturkorrigerede forbruket, som gjekk ned med 1,3 prosent. Forbruket i kraftintensiv industri gjekk ned med 2 prosent, medan forbruket til elkjelar auka med 26,1 prosent,

Høg norsk kraftproduksjon

Kraftproduksjonen i Noreg var 39,3 TWh i første kvartal 2013. Samanlikna med fjoråret er det ein nedgang på 8 prosent. Nedgangen heng saman med lågare magasinufylling ved inngangen til kvartalet og et mykje lågare tilsig enn i første kvartal 2012. Produksjonen i første kvartal er likevel den sjette høgaste nokon gong.

Balanse i nordisk kraftutveksling

Den nordiske utvekslinga var i balanse i årets første kvartal. Nettoeksporten til Sverige og Danmark vart utlikna av nettoimporten til Noreg og Finland. I tilsvarande kvartal i fjor var det 3,4 TWh nordisk nettoeksport. Høgare forbruk og lågare magasinufylling i Noreg medverka til fallet i nettoeksporten. Det vart likevel høg utveksling gjennom kvartalet.

Liten norsk nettoimport

Den norske kraftbalansen var svakt negativ i første kvartal. Noreg hadde ein nettoimport på 0,7 TWh samanlikna med ein nettoeksport på 4,8 TWh året før.

Høgare kraftprisar

Den hydrologiske situasjonen bidrog til ei auke i kraftprisane. Samanlikna med første kvartal i 2012 auka dei norske prisane med mellom 9 og 15 prosent. Vest-Noreg fekk den høgaste gjennomsnittlege kraftprisen i Norden i første kvartal 2013. Prisen her vart 316 kr/MWh, medan prisen i Aust-Noreg vart 1 krone lågare. I Sørvest og Midt-Noreg vart prisen 311 kr/MWh medan Nord-Noreg hadde lågast pris i snitt med 310 kr/MWh. Oppgangen i prisen heng saman med lågare ressurstilgong og auka krafttterspurnad.

Stor auke i terminkontraktane

Siste handelsdag i førstekvartal vart ein terminkontrakt med levering i andre og tredje kvartal 2013 handla for 314,6 og 303,3 kr/MWh. Det er ein auke på 20 prosent for andrekvartalskontrakten, og ein oppgang på 19,2 prosent for tredjekvartalskontrakten. Det heng mellom anna saman med den negative hydrologiske utviklinga. Tilsvarande kontraktar ved den tyske kraftbørsen EEX vart handla for 274,9 og 288,5 kr/MWh, ein nedgang på 7,8 og 5,9 prosent.

Prisauke i sluttbrukarmarknaden

Sluttbrukarmarknaden følgde prisutviklinga i engrosmarknaden. Gjennomsnittprisen for straum levert på spotpriskontrakt varierte mellom 35,8 øre/kWh og 45,4 øre/kWh i dei fem ulike elspotområda i første kvartal 2013. Dette svarar til ein auke på mellom 6,2 øre/kWh og 8,8 øre/kWh samanlikna med fjerde kvartal 2012.

Gjennomsnittprisen for straum levert på standardvariabelkontrakt var i første kvartal 2013 på 42,9 øre/kWh, det vil sei 11,6 øre/kWh høgare enn i førre kvartal.

1.1 Ressursgrunlaget

1.1.1 Tilsig i Noreg

Frå og med første kvartal i 2013 er berekna gjennomsnittleg årleg vasskraftproduksjon og nedbørenergi for perioden 1981-2010 auka frå 128,5 til 130 TWh.

I første kvartal 2013 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 6,7 TWh eller 4,2 TWh mindre enn normalt og 10,2 TWh mindre enn i første kvartal 2012.

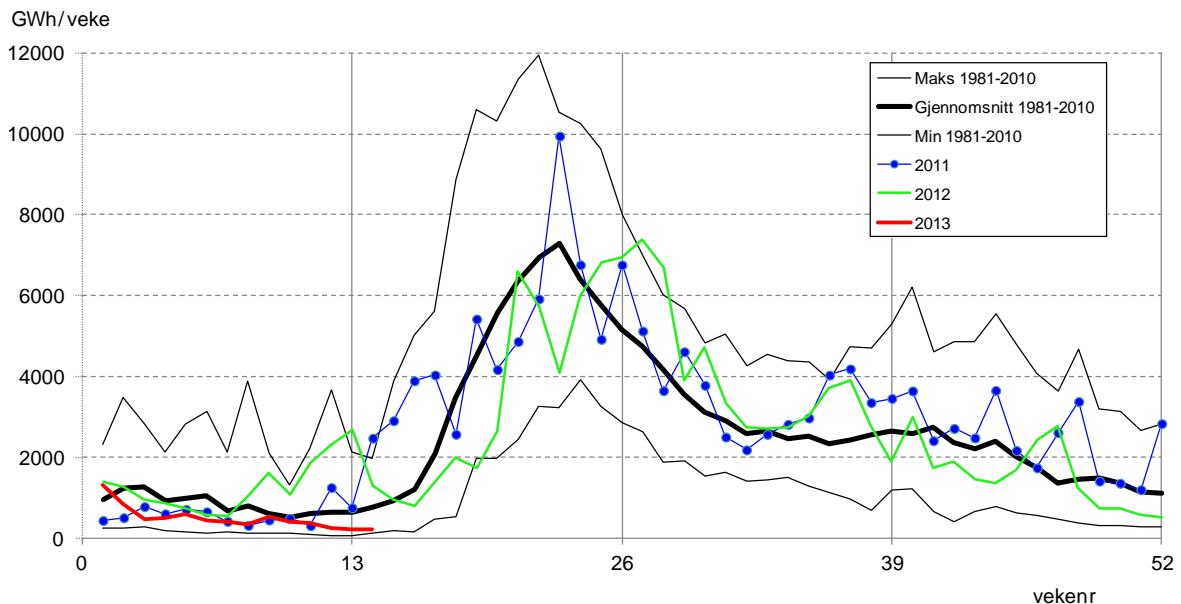
Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 123,5 TWh. Det er 6,5 TWh mindre enn normalt.

Dei siste 24 månadene har tilsiget vore 282 TWh eller 22 TWh over normalt.

Fordeilinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. Tilsiget har vore under normalt gjennom nesten heile første kvartal. Det høgste tilsiget var i veke 1 med om lag 1,3 TWh. Deretter har ein kald vinter i store deler av landet gitt gradvis lågare tilsig, slik at veketilsiget ved utgangen av kvartalet var om lag 0,2 TWh.

Ressurstilgang TWh	1.kv. 2013	Avvik frå normalt	Siste 12 månader	Avvik frå normalt
Tilsig Noreg	6,7	- 4,2	123,5	- 6,5
Nedbør Noreg	22,6	- 19,0	107,2	- 22,8
Tilsig Sverige	4,5	- 0,4	72,6	+ 9,9
Snø Noreg		Utgangen av 1 kv. 2013: Ca 65 % av normalt		Utgangen av 1 kv. 2012: Ca 90 % av normalt

Figur 1.1.1 Tilsig i Noreg i 2011, 2012 og 2013. GWh/veke. Kilde: NVE og Nord Pool Spot.



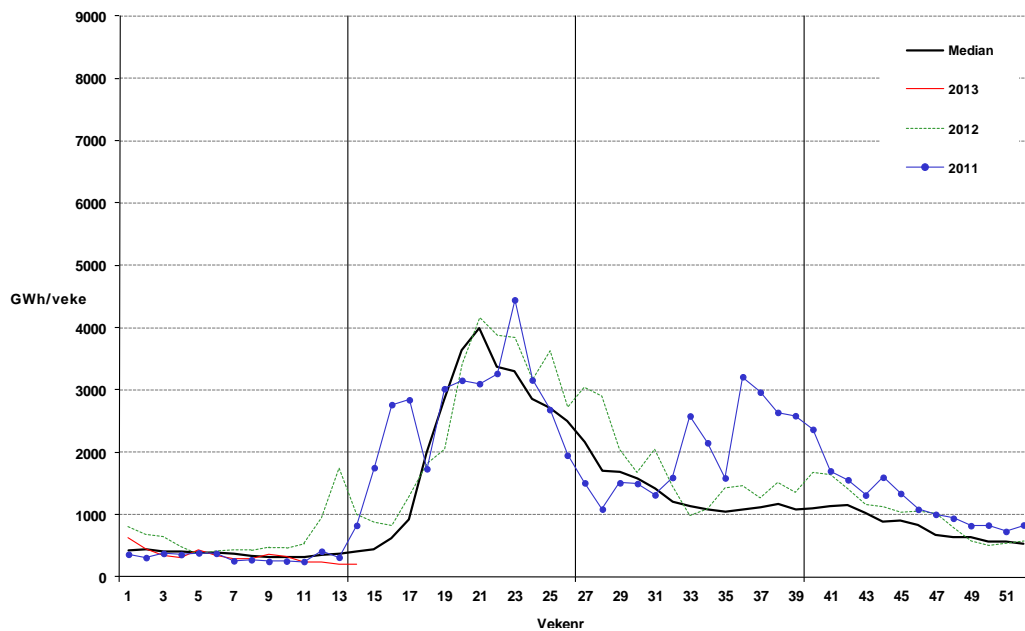
1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 4,5 TWh i første kvartal 2013, eller 0,4 TWh mindre enn normalt og 3,9 TWh mindre enn i same periode i 2012.

Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 72,6 TWh. Det er nesten 10 TWh meir enn normalt, men om lag 13 TWh mindre enn i same periode eit år tidlegare.

Dei siste 24 månadene har tilsiget vore vel 158 TWh. Det er kring 33 TWh meir enn normalt.

Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2011, 2012 og 2013. GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi

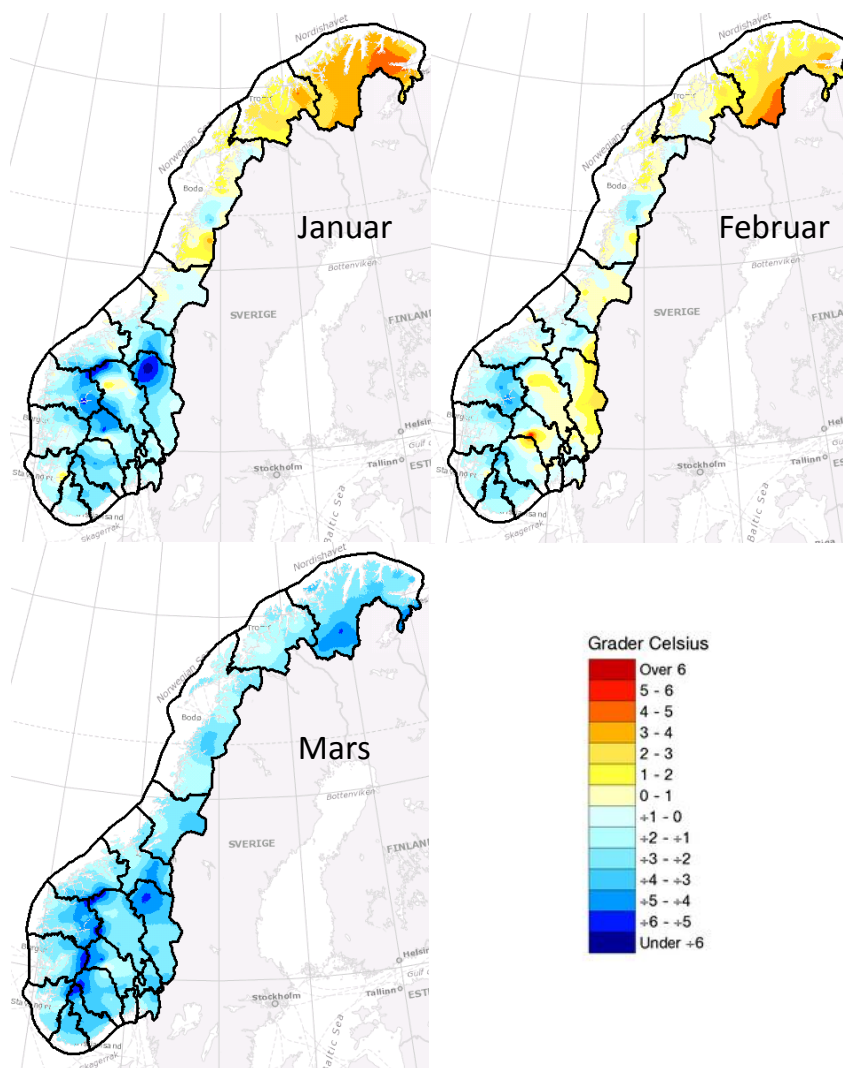


1.1.3 Temperatur

I januar og februar var månedsmiddeltemperaturen for Noreg om lag som normalt. I Sør-Noreg var det mange stader om lag 3-4 grader under normalt, medan det i Nord-Noreg var opp mot 5 grader over normalt. Mars vart kald i heile landet, med temperaturar 3 grader under normalt.

Den lågaste temperaturen gjennom vinteren vart registrert i Karasjok på Finnmarksvidda 16. mars med nær minus 38 grader. Den høgaste temperaturen vart registrert på Kongsmyr i Vest-Agder med nesten pluss 12 grader 27. februar.

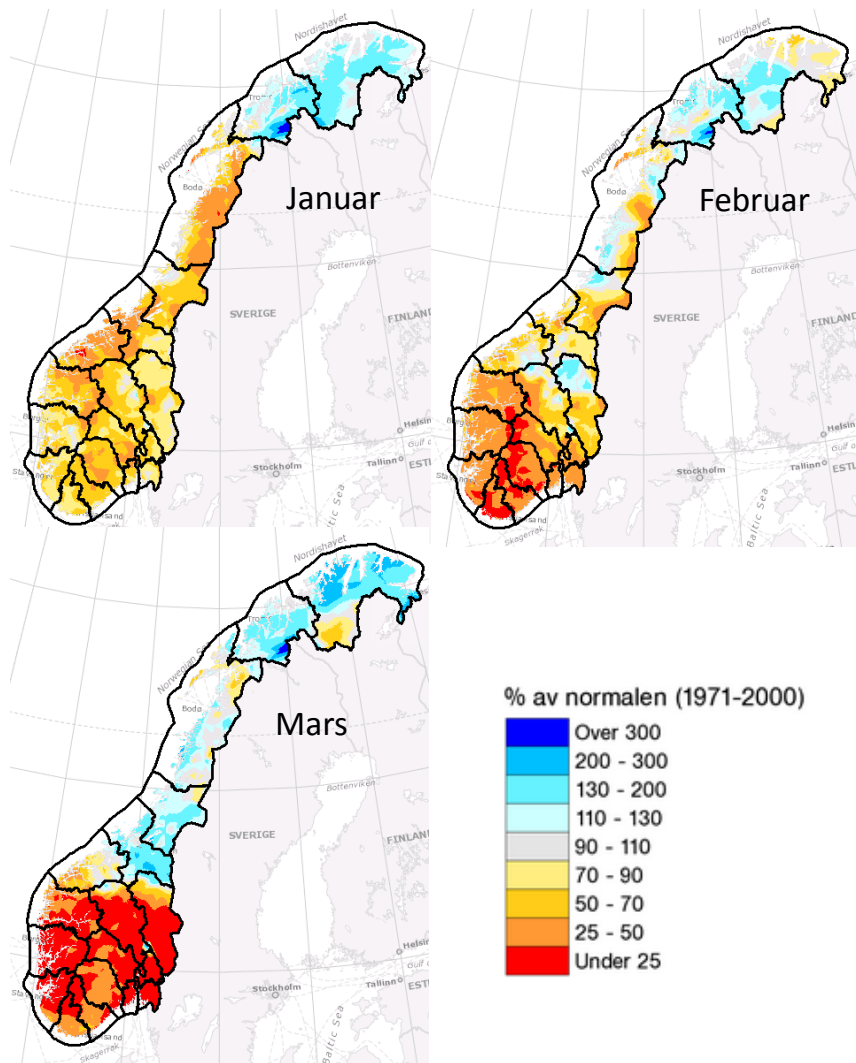
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C frå normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2013. Kjelde: NVE og met.no



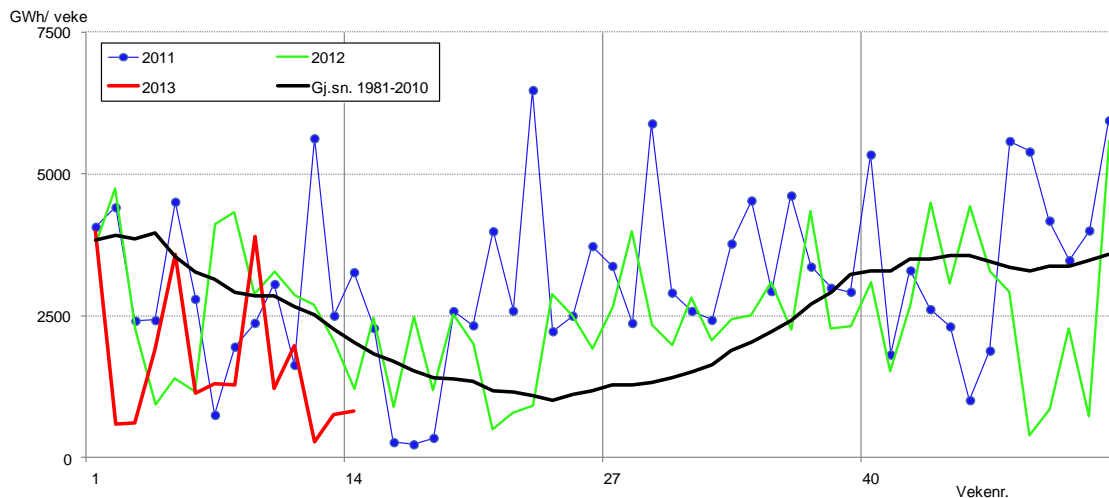
1.1.4 Nedbør

I Noreg kom det mindre nedbør enn normalt i både januar (90 prosent), februar (75 prosent) og mars (85 prosent). Det har vore store regionale variasjonar, med jamt mindre nedbør enn normalt i sør og meir enn normalt i nord. Minst nedbør desse tre månadene fekk Lærdal, Hamar og Vang i Valdres, alle med 25 – 30 mm. Mest nedbør fekk Lurøy i Nordland med om lag 650 mm.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2013. Kjelde: NVE og met.no



Figur 1.1.5 Beregna nedbørenergi pr veke i 2011, 2012 og 2013. GWh/veke. Kjelde: NVE



Frå og med januar 2013 er gjennomsnittleg årleg nedbørenergi for perioden 1981-2010 auka frå 128,5 til 130 TWh. Samstundes er berekninga av nedbørenergi endra. Tidlegare vart ein fast faktor gjennom heile året nytta til å justere for fordampingstapet. No tek ein omsyn til at fordampinga varierer gjennom året. Det fører til at nedbørenergi er ”flytta” frå sommar mot haust og vinter. Det har og ført til endringar i den historiske statistikken, slik at tal for nedbørenergi som er presentert i tidlegare kvartalsrapportar, ikkje lenger er gyldige. Endringane vert mellom anna omtala i ein NVE-rapport om ”Beregning av energitilsig basert på HBV-modeller”, som er under utarbeiding.

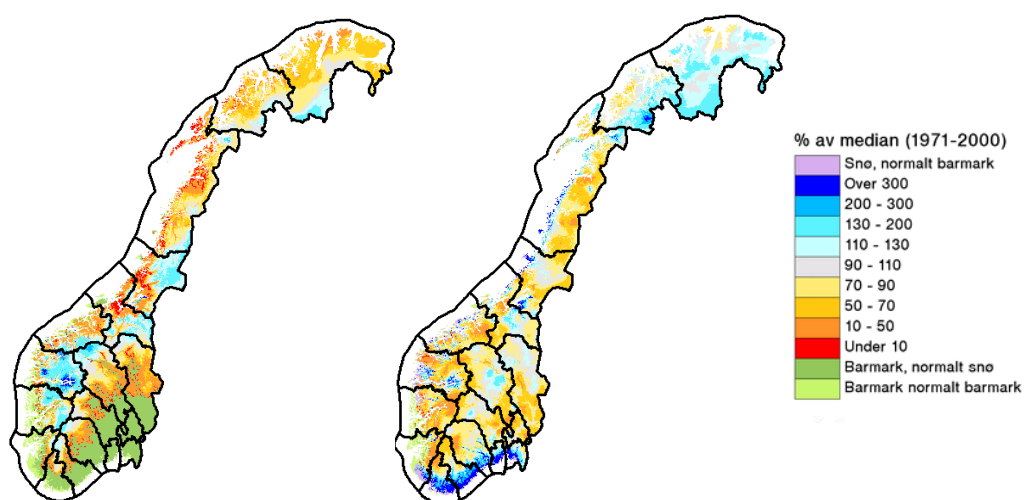
I første kvartal kom det 22,6 TWh nedbørenergi. Det er om lag 45 prosent eller 19 TWh mindre enn normalt. Dette er den 10. tørraste vinteren, målt i nedbørenergi, sidan 1958. Døme på andre tørre vintrar er 1996 og 2010 med om lag 17 og 20 TWh nedbørenergi i første kvartal. Ein ser av karta i figur 1.1.4 at det har kome lite nedbør, særleg i fjellområda i Sør-Noreg, kor ein finn fleire av dei store magasinane. Det er derfor eit større prosentvis avvik frå normalt i nedbørenergi enn i nedbørmengd målt i mm. Dei siste 12 månadene har det kome vel 107 TWh eller om lag 23 TWh mindre enn normalt.

1.1.5 Snø

Snøtilhøva ved utgangen av første kvartal 2012 og 2013 er vist i figur 1.1.6. Dei store trekka viser at det i år er meir snø i Troms og Finnmark, på Nordlandskysten og i låglandet i Sør-Noreg enn for eitt år sidan, medan det i fjellet i Midt- og Sør-Noreg er jamt mindre snø enn i fjor.

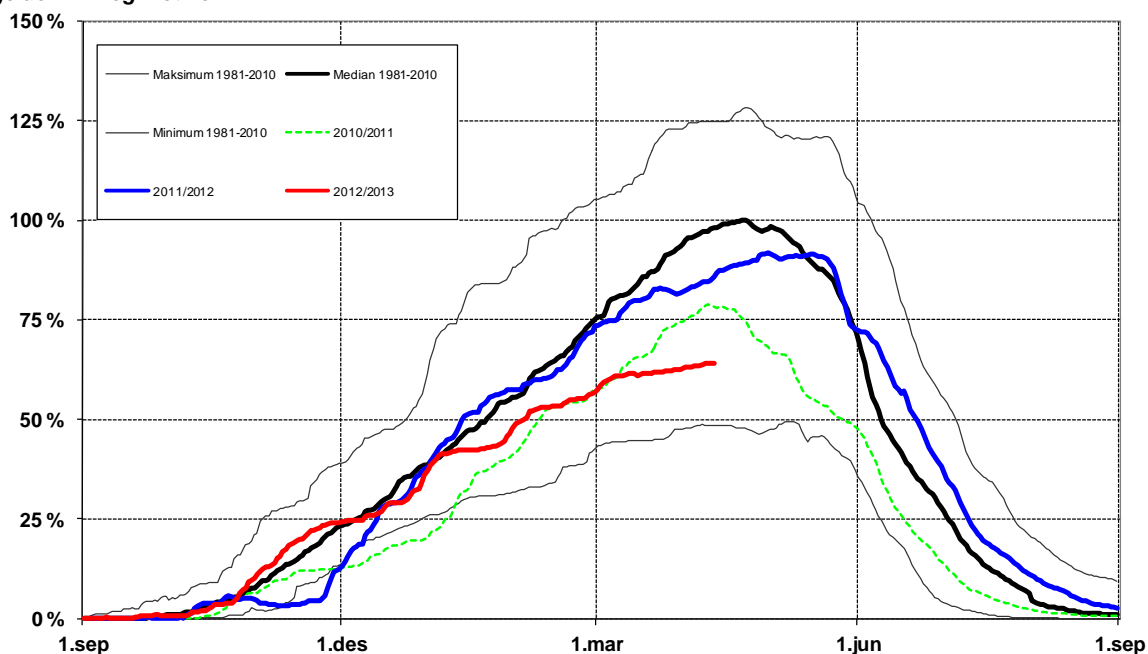
Utviklinga av snømagasinet, målt i energi i prosent av median kulminasjon, er for dei siste tre vintrane vist i figur 1.1.7. Ved årsskiftet var snømagasinet kring normalt, men ein nedbørfattig vinter i Sør-Noreg har ført til at snømagasinet ved utgangen av første kvartal i år er om lag 65 prosent av normalt. Det er mindre enn for dei to føregåande åra da snømagasinet ved utgangen av første kvartal var om lag 80 og 90 prosent av normalt.

Figur 1.1.6 Snømengde ved utgangen av 1. kvartal 2012 (venstre) og 2013 (høgre) i prosent av median for perioden 1971 - 2000. Kjelde: NVE og met.no



Figur 1.1.7 Utviklinga av snømagasinet 2010/11, 2011/12 og 2012/13 i prosent av median for perioden 1981 - 2010.

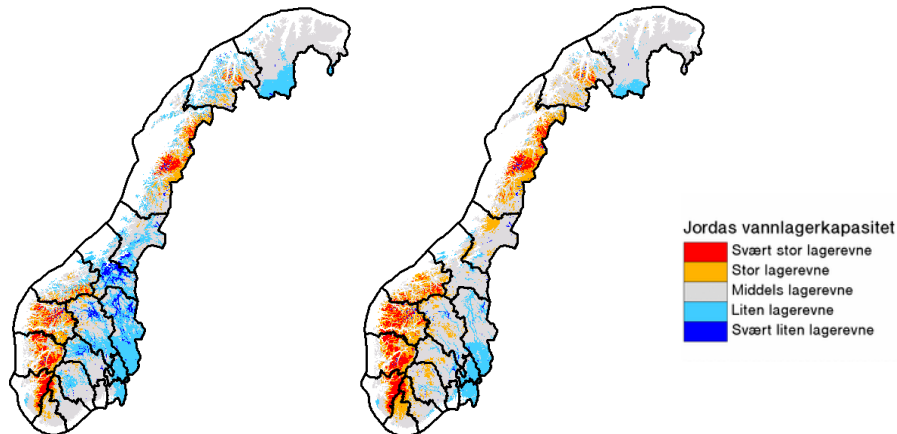
Kjelde: NVE og met.no



1.1.6 Grunn- og markvatn

Karta i figur 1.1.8 viser at det ved utgangen av første kvartal i år i store deler av landet var tørrare i grunnen enn for eitt år sida. For magasinområda var det ut frå NVE's berekningar tørrare i grunnen i år jamført med normalt, medan det i fjor var fuktigare enn normalt.

Figur 1.1.8 Lagerevne i grunn- og markvassona jamført med total metting ved utgangen av 1. kvartal 2012 (venstre) og 2013 (høgre). Fargane i kartet er basert på simuleringar. Kjelde: NVE



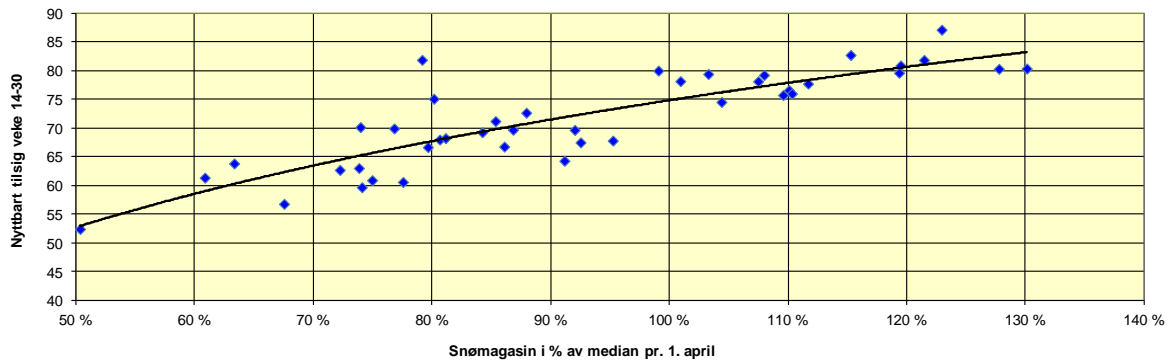
1.1.7 Venta tilsig våren/sommaren 2013.

Ein viktig parameter for å vurdere tilsiget til kraftmagasina gjennom våren og sommaren er størrelsen på snømagasinet i starten av smeltesesongen. Det er utført ei analyse av korrelasjonen mellom berekna snømagasin pr. 1. april og tilsig som kan nyttas til kraftproduksjon frå veke 14 til og med veke 30 (april – juli). 42 år med data (1971-2012) er nytta i analysa. Snømagasinet er basert på verdiar avleidd frå snøkart slik dei er framstilt i figur 1.1.6. Ut frå dette er det venta eit tilsig på 62 TWh i løpet av smeltesesongen (veke 14-30). Det er om lag 10 TWh eller 15 prosent mindre enn normalt. Om analyseperioden utvidas til også å omfatte august (til og med veke 35), aukar det venta underskotet jamført med normalt med om lag 1TWh. Det skuldast at det kan ventast mindre snø enn normalt i høgfjellet på seinsommaren i år.

Analysen gir ein korrelasjon på 0,85 mellom snømagasinet og venta tilsig (veke 14- 30). I år med lite snø er det naturleg nok venta mindre flaumtap enn i år med mykje snø. Det er ein medverkande årsak til at tilsiget varierer mindre i prosent enn snømagasinet. Til dømes syner analysane at eit snømagasin som er 20 prosent over/under normalt gir eit venta tilsig i løpet av sommaren som er om lag 10 prosent over/under normalt.

Figur 1.1.9 Prosent snømagasin av normalt pr. 1. april mot prosent tilsig frå normalen veke 14 – 30 for åra 1971- 2012.

Kjelde: NVE.



Det er viktig å huske at det også er andre faktorar som verkar på tilsiget framover, som grunnvasstand og markvassinnhald. NVE's berekningar tilseier at pr. 1. april i år er det noko tørrare i grunnen enn normalt.

Ein annan faktor er fyllinga i vassmagasina. I år med låg magasinifylling er det rimeleg å venta mindre flaumtap enn i år med magasinifylling over normalt. Alt tilsig vil likevel ikkje kunne nyttast til kraftproduksjon. Noko vil til dømes tapast i bekkeinntak med avgrensa kapasitet eller i elvekraftverk utan muligheit til å lagre flaumvatn.

I tillegg er det usikkerheit knytt til vêrutviklinga vidare utover våren og sommaren. Temperaturen under smeltinga er avgjerande for kor mykje vatten som kan nyttast i mellom anna elvekraftverka. Ein vår med moderate temperaturar og relativt høgt tilsig over lang tid er gunstigare enn intens varme og brå avsmelting over færre dagar. Det er og usikkert om det blir ein tørr og varm vår og sommar eller om det blir vått og kaldt. Starten av april tyder på at vi atter går inn i ei periode med meir nedbør enn normalt. Kor lenge dette vil vare er det ingen som veit. Usikkerheit knytt til vêret gjer at ein må anta ei usikkerheit på om lag ± 10 TWh i overslaga ovanfor.

Sidan 1971 har det vore tre tidlegare år (2001, 2006 og 2010) med eit snømagasin mellom 60 og 70 prosent av normalt pr. 1. april. Dei åra er det nyttbare tilsiget i smelteperioden (veke 14-30) berekna til høvesvis 64, 57 og 61 TWh.

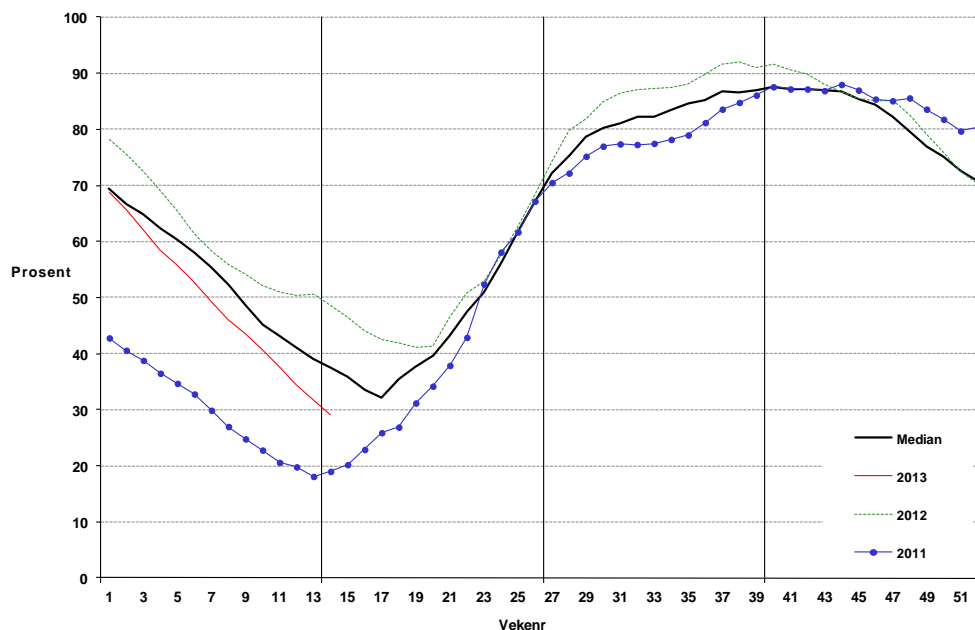
1.2 Magasinutviklinga

1.2.1 Noreg - Låg magasinfylfing ved utgangen av første kvartal

Ved inngangen til første kvartal 2013 var fyllingsgraden i norske magasin 70,4 prosent, eller litt under normalt¹. Ein kald og tørr vinter med lite tilsig førte til større nedtapping av magasinane enn normalt fram mot våren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 31,7 prosent, eller 7,4 prosenteningar under det normale for årstida. Fyllinga ved utgangen av første kvartal var heile 18,8 lågare enn til same tid i 2012. Det svarar til ei energimengde på 15,8 TWh.

Magasin-fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 1. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2013	2012	Median	
Noreg	31,7	50,5	39,1	84,3
Sverige	21,1	38,6	27,4	33,8
Finland	33,8	34,5	31,5	5,5

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

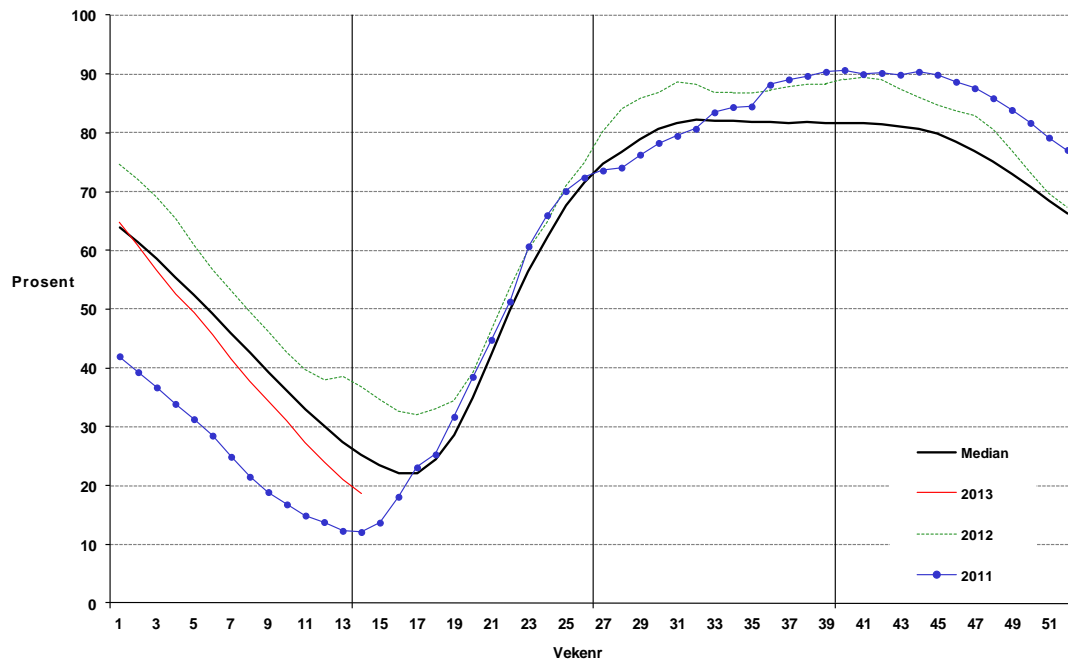


¹ Median for perioden 1990-2012

1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Også i Sverige starta 2013 med magasinfylfing kring det normale for årstida, 1,1 prosenteningar over medianverdien² til same tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinfylfinga 21,1 prosent, eller 6,3 prosenteningar under medianverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av første kvartal 2013 var heile 17,5 prosenteningar lågare enn til same tid i 2012. Det svarar til ei energimengde på 5,9 TWh.

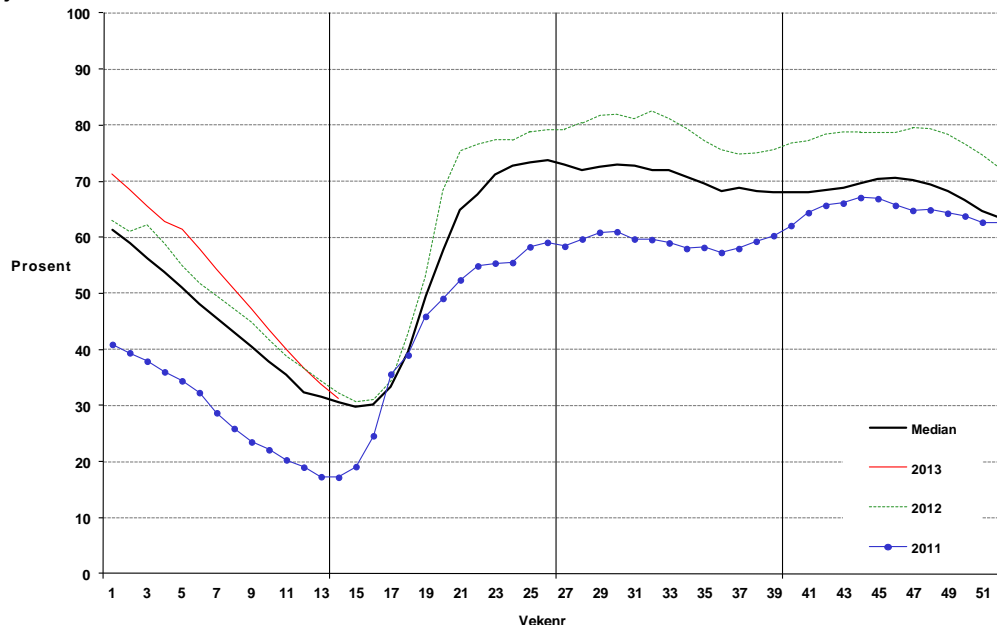
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,8 TWh) i 2011, 2012 og 2013, prosent.
Kjelde: Svensk Energi



² Middelerdier for perioden 1950-2008

I Finland starta 2013 med høg magasinfylfing, 8,8 over medianverdien til same tid for perioden 1978-2006. Ved utgangen av kvartalet var magasinfylfinga 33,8 prosent, eller 2,3 prosentteiningar over medianverdien på same tidspunkt. Fyllinga ved utgangen av første kvartal 2013 var 0,7 prosentteiningar lågare enn til same tid i 2012.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasin (100 prosent = 5,5 TWh) i 2011, 2012 og 2013, prosent.
Kjelde: Finnish Environment Institute



I sum er det dermed lagra 6,0 TWh mindre energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av første kvartal i fjor. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av første kvartal i år 35,7 TWh, eller 21,8 TWh mindre enn til same tid i 2012 og 8,3 TWh mindre enn normalt. Total magasin kapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

1.3 Produksjon

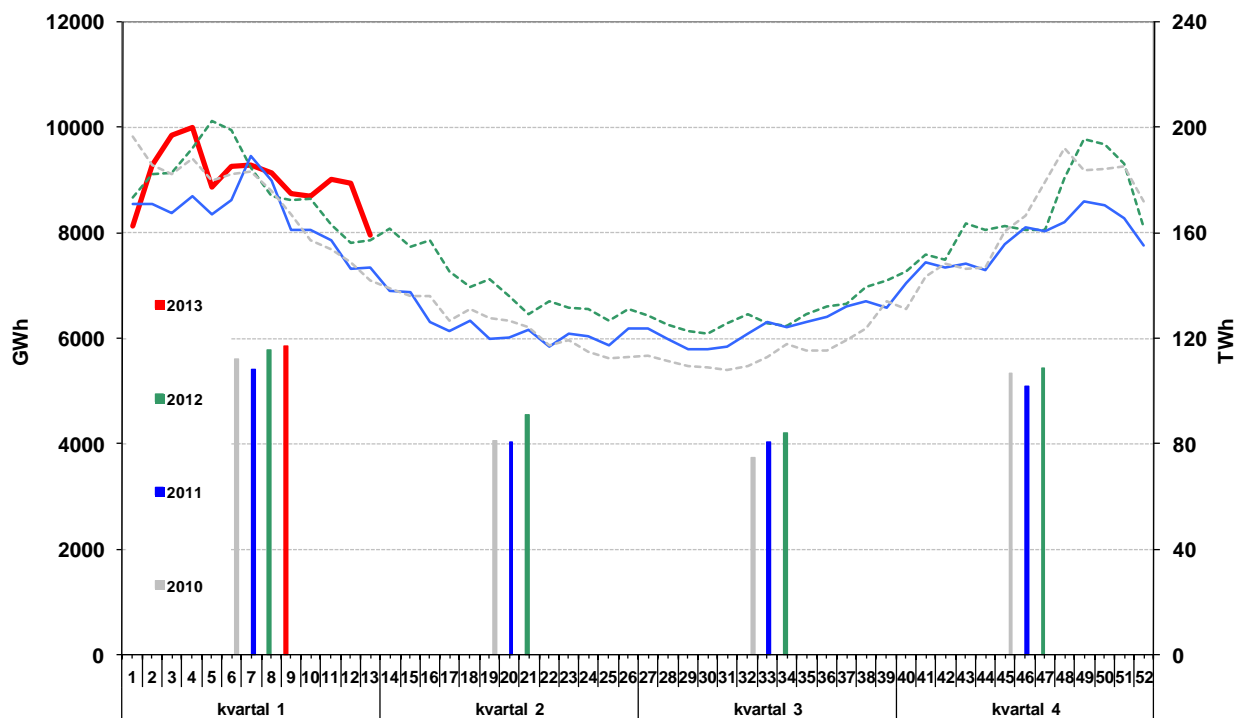
I første kvartal 2013 vart det produsert 116,8 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 0,8 TWh meir enn i første kvartal 2012. Ikkje sidan 2006 har kraftproduksjonen vore så høg i første kvartal. Då var produksjonen 120,2 TWh. No som då medverka kaldt vær til høg etterspurnad og høg produksjon.

TWh	1.kv. 2013	Endring frå 1.kv. 2012	Siste 52 veker	Endring frå føregåande 52 veker
Noreg	39,3	-8,0 %	144,4	4,0 %
Sverige	46,6	4,8 %	161,8	9,6 %
Finland	20,5	6,1 %	66,4	3,0 %
Danmark	10,4	8,9 %	29,3	-5,7 %
Norden	116,8	0,7 %	401,9	5,2 %

Den vesle auken i produksjonen frå første kvartal i 2012 til 2013 kjem trass i at vasskraftproduksjonen i Norden fall med 3,8 TWh i første kvartal i år samanlikna med same kvartal i fjor.

I løpet av dei siste 52 vekene vart det produsert 401,9 TWh i Norden. Det har aldri før vore produsert så mykje kraft i Norden i løpet av 52 veker. I dei føregåande 52 vekene var den samla produksjonen i Norden 19,8 TWh lågare.

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



Det er først og fremst vasskraftproduksjonen som har vore høgare dei siste 52 vekene.

Vasskraftproduksjonen auka med 14,9 TWh. Det har samanheng med meir vatn i magasinane ved inngangen til andre kvartal 2012 enn eitt år tidlegare. I same periode har kjernekraftproduksjonen auka med 8,8 TWh.

Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for dei siste 52 vekene fordelt på teknologiar. Her kjem det tydeleg frem at vasskraftproduksjonen har vore høgare dei siste 52 vekene enn i de føregåande 52 vekene. Dei siste 52 vekene har vasskraftproduksjonen vore 231,2 TWh. Kurven viser likevel ein nedgang i løpet av første kvartal, som følgje av det låge tilsiget og lågare fyllingsgrad i første kvartal i år samanlikna med i fjor.

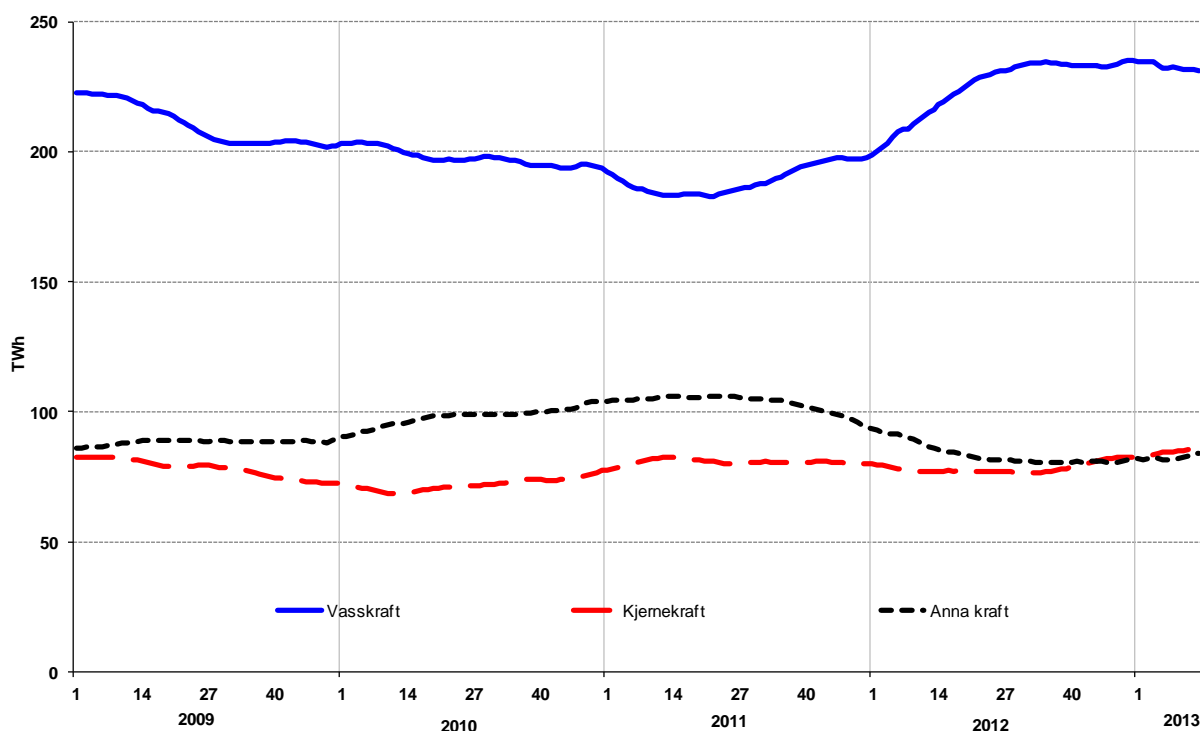
Det har vore produsert 85,6 TWh kjernekraft i Norden dei siste 52 vekene, mot 76,8 TWh dei føregåande 52 vekene. Den stipla, rød kurva peikar såleis oppover utover 2012 og inn i 2013. I første kvartal 2013 var kjernekraftproduksjonen 24,8 TWh.

Anna kraftproduksjon, bestående av vind- og termisk kraftproduksjon, har vore noko lågare dei siste 52 vekene enn dei føregåande. I denne kategorien var produksjonen 84,1 TWh dei siste 52 vekene. Det er 1,8 TWh mindre enn den tilsvarande perioden før.

Dei høge kraftprisane i første halvår 2011 medverka til god lønsemd for termisk kraftproduksjon. I fjerde kvartal 2011 fall produksjonen i denne kategorien, etter å ha stige meir eller mindre sidan starten av 2009. Det skuldast mellom anna høgare vasskraftproduksjon og lågare kraftetterspurnad, som resulterte i lågare kraftprisar og dermed dårlegare lønsemd for termisk kraftproduksjon. I første halvdel av 2012 held denne trenden fram, før den flata ut i tredje kvartal. I første kvartal har den stige noko igjen, etter at kaldare vør og dårlegare hydrologisk situasjon har medverka til høgare prisar. I første kvartal i år utgjorde anna kraftproduksjon 30,2 TWh. Det er 2,4 TWh høgare enn i første kvartal 2012.

Vasskraftproduksjonen har utgjort 58 prosent av den samla kraftproduksjonen i Norden dei siste 52 vekene, medan kjernekraft- og anna kraftproduksjon har stått for 21 prosent kvar.

Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2009 – 2013, sum for dei siste 52 vekene, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot

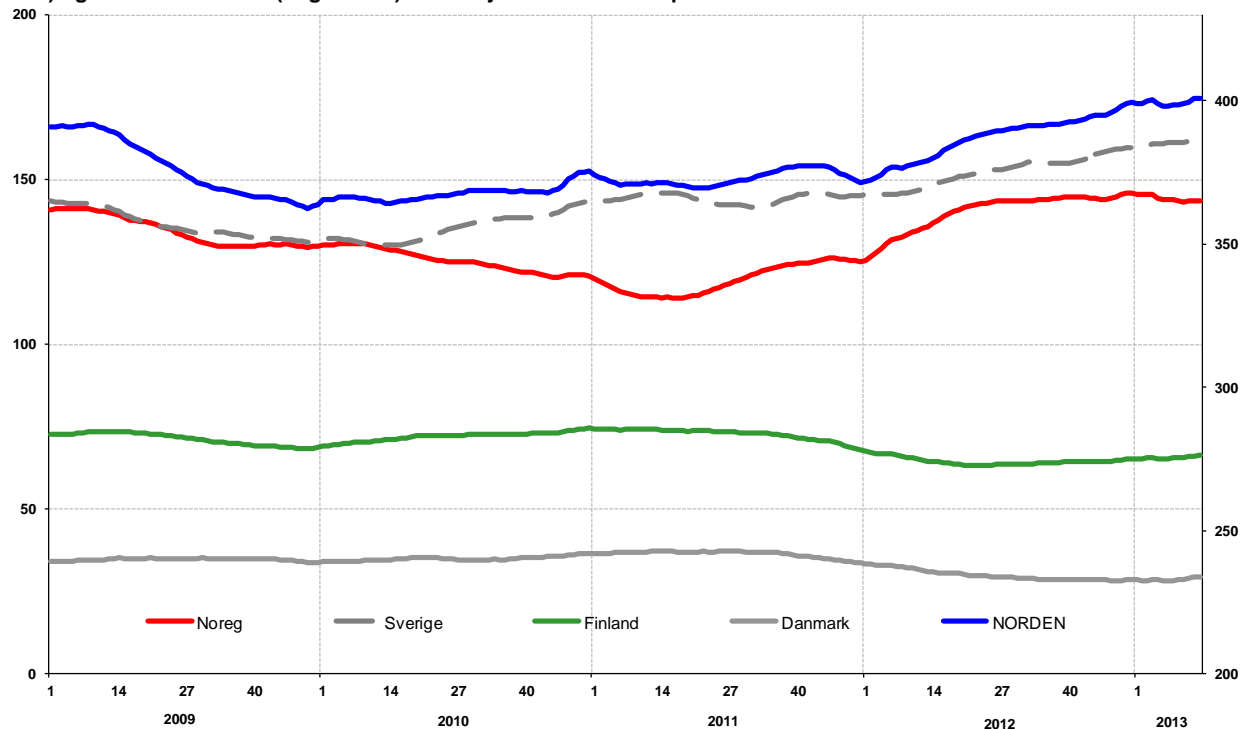


Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for dei siste 52 vekene fordelt på land. Produksjonen i Noreg er dominert av vasskraft, og endringane i den norske kraftproduksjonen følgjer såleis i stor grad endringane i vasskraftproduksjonen i figur 1.3.2. I 2012 steig vasskraftkurva monaleg. God ressursituasjon, høgt tilsig og høg etterspurnad etter kraft på Kontinentet medverka til det. I første kvartal i år ser vi at kurva flatar ut igjen. Lågare tilsig bidrog til det, men høgare etterspurnad trakk i motsett retning.

I Danmark og Finland, der termisk kraftproduksjon er dominerande, er produksjonen meir stabil over tid. Kraftprisane vil typisk falle i periodar med høg vass- og kjernekraftproduksjon. I slike tilfelle fell gjerne anna termisk kraftproduksjon. I figur 1.3.3 ser ein at kraftproduksjonen fall noko i Danmark og Finland

vinteren 2011/2012. Det har sammenheng med høgare vasskraftproduksjon i Noreg og Sverige, samt lågare etterpurnad. I siste halvdel av 2012 aukar den finske kurva igjen. Det skuldast høgare vasskraftproduksjon. I første kvartal 2013 er det auka termisk produksjon som trekk den finske kurva opp.

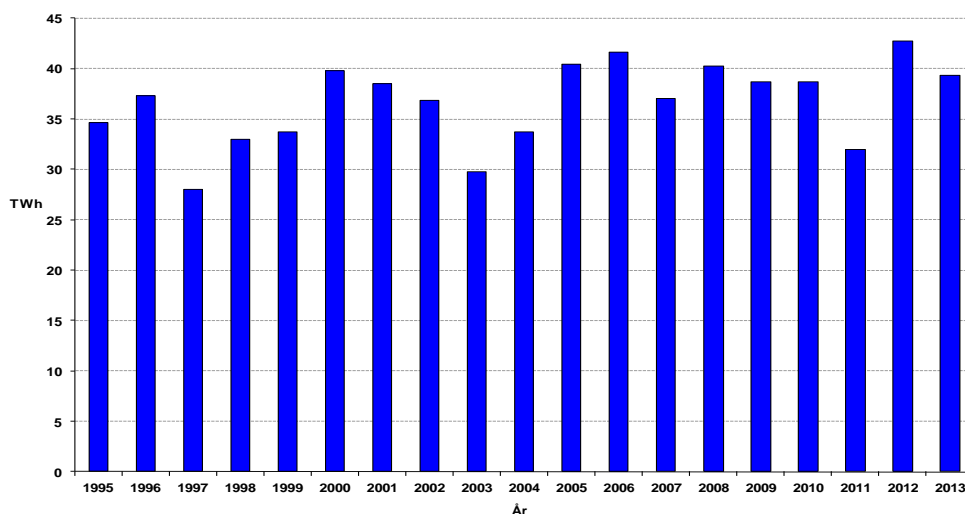
Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2009 – 2013, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse). TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.3.1 Noreg – nedgang i produksjonen i første kvartal

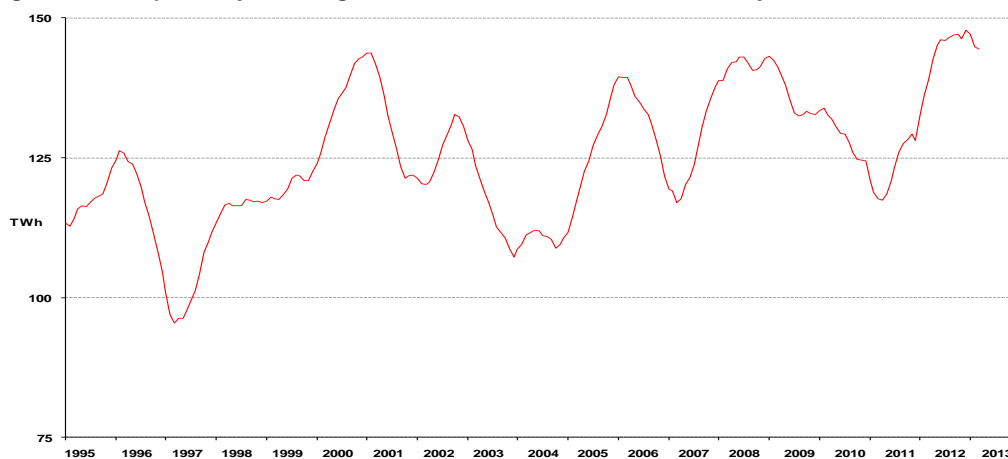
Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 39,3 TWh i første kvartal 2013. Det er ein nedgang på 8,0 prosent frå same periode i fjor. Nedgangen i produksjonen heng saman med lågt tilsig og lågare magasinffylling enn i fjor i første kvartal. Produksjonen i første kvartal er likevel den sjetteste høgaste nokon gong.

Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i første kvartal for perioden 1995-2013, TWh. Kjelde: NVE



Dei siste 12 månadene er det produsert 144,4 TWh elektrisk kraft i Noreg mot 138,9 i tilsvarende periode året før. Det er ein auke på 4,0 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er 3,4 TWh lågare enn den høgaste produksjonen for ein 12-månadersperiode (147,8 TWh) og 4,4 TWh over gjennomsnittleg årlig produksjonsevne for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) som er berekna til rundt 140 TWh ved utgangen av 2012. Det var først og fremst høg magasinffylling i 2012 som førte auken i kraftproduksjonen dei siste 12 månadene.

Figur 1.3.5 Kraftproduksjon i Noreg, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



Den norske kraftproduksjonen varierar med tilsiget. Tørrvårsperiodane i 1996 og 2002 resulterte i låg produksjon, mens våtåra 2000 og 2005 ga høg produksjon. Tilsigssvikten hausten 2002 var så kraftig at den fekk følgjer for produksjonen heilt fram til utgangen av 2004. På same måte har lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommaren og hausten 2006 ført til låg produksjon, og høgt tilsig i 2008 til høg produksjonen. Lågt tilsig i 2010, som følgje av svært lite snø vinteren 2009/2010, har igjen ført til låg produksjon, medan høgt tilsig i 2011 og i store delar av 2012 førte til høg produksjon.

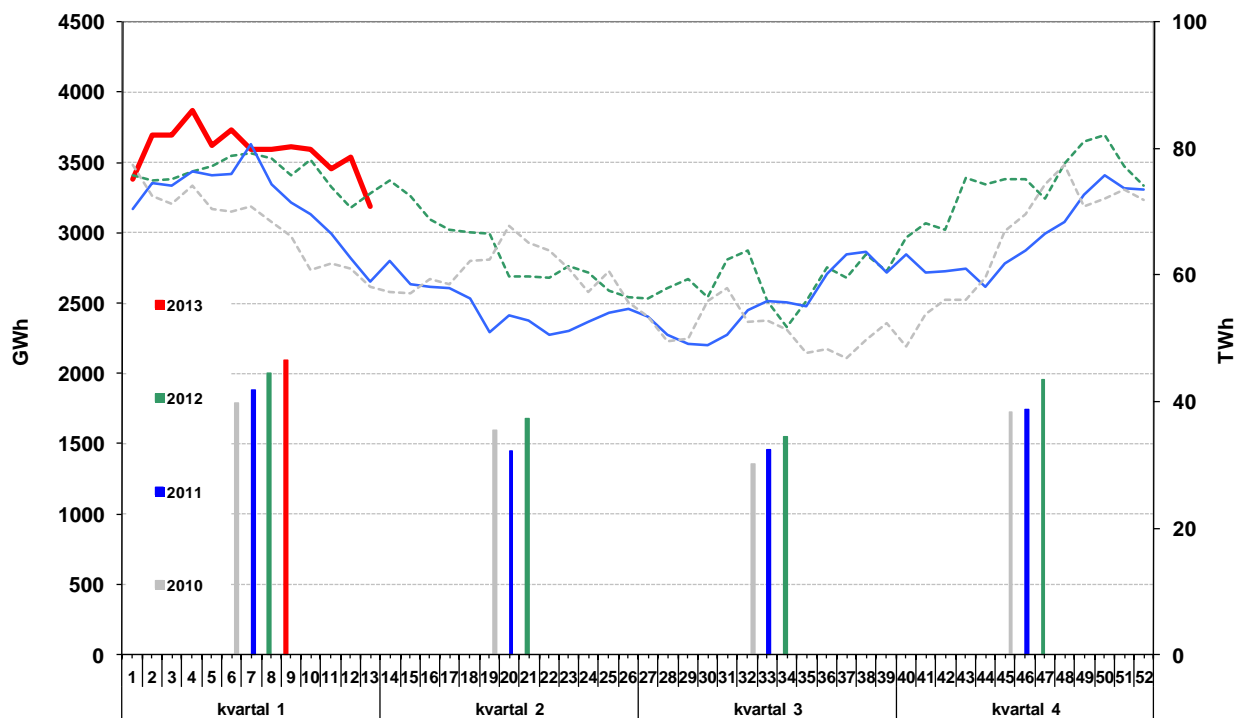
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

Dei siste 52 vekene har det vore produsert 161,8 TWh i Sverige. I følgje tall frå Nord Pool har det aldri vore produsert så mykje kraft i Sverige i løpet av 52 veker. I dei føregåande 52 vekene var produksjonen 14,2 TWh lågare. Av den endringa utgjorde vasskraftproduksjonen 4,0 TWh, kjernekraftproduksjonen auka med 9,2 TWh, og anna kraftproduksjon var 1,1 TWh høgare dei siste 52 vekene enn i same periode eitt år tidlegare.

Medan vasskraftproduksjonen har utgjort 47 prosent av den samla kraftproduksjonen i Sverige dei siste 52 vekene, har kjerne- og anna kraftproduksjon stått for høvesvis 39 og 14 prosent.

I første kvartal vart det produsert 46,6 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 2,0 TWh meir enn i same kvartal 2012, og meir enn noko første kvartal tidlegare. Kjernekraftproduksjonen auka med 3,0 TWh. Vasskraftproduksjonen fall med 1,2 TWh, medan anna kraftproduksjon auka noko.

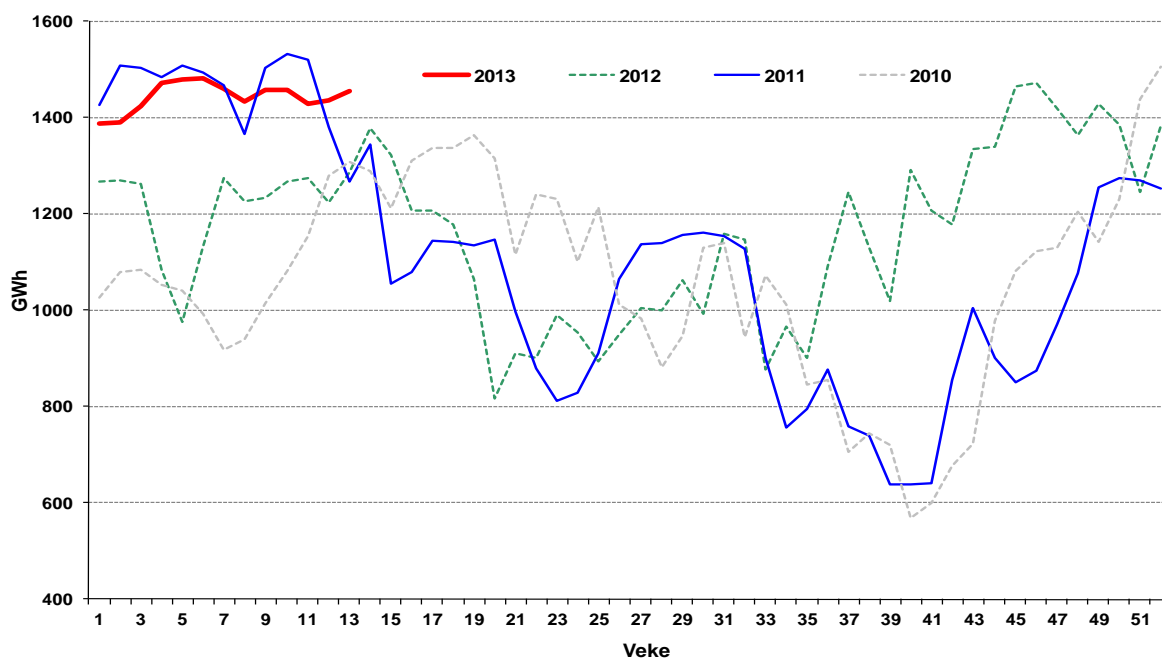
Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2010 – 2013, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.3.7 viser produksjonen fra svenske kjernekraftverk kvar veke dei siste fire åra. Kapasiteten er normalt sett høg gjennom vinteren. Kapasiteten går så noko ned om sommaren på grunn av vedlikehaldsarbeid, for så å auke igjen utover hausten når kraftverka kjem tilbake i drift.

I 2012 var den svenske kjernekraftproduksjonen høgare i kvart kvartal enn i dei tre føregåande åra. I løpet av dei siste 52 vekene har den svenske kjernekraftproduksjonen vore 63,7 TWh. Ikkje på over fire år har kjernekraftproduksjonen i Sverige vore så høg i løpet av 52 veker. I første kvartal i år var den svenske kjernekraftproduksjonen 18,8 TWh, nesten like høg som same kvartal i 2011.

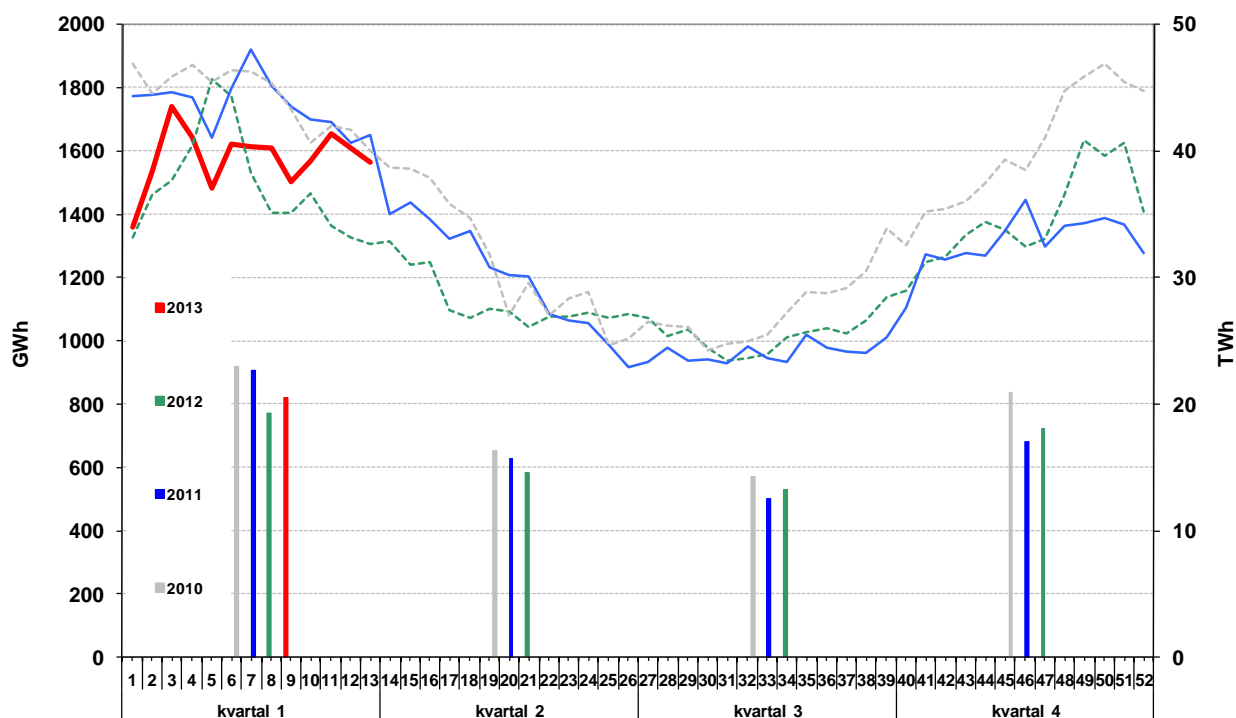
Figur 1.3.7 Svensk kjernekraftproduksjon 2010-2013, GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi



Dei siste 52 vekene vart det produsert 66,4 TWh kraft i Finland, ein auke på 1,9 TWh frå same periode eitt år tidlegare. Vasskraftproduksjonen auka med 3,4 TWh, medan kjernekraftproduksjonen var 0,4 TWh lågare. Kategorien anna kraftproduksjon, som hovudsakleg består av termisk kraftproduksjon, hadde ein nedgang på 1,2 TWh. Vasskraft utgjorde 24 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland dei siste 52 vekene. Kjerne- og anna kraftproduksjon stod for høvesvis 33 og 43 prosent.

I første kvartal 2013 vart det produsert 20,5 TWh elektrisk kraft i Finland, ein auke på 1,2 TWh frå første kvartal i 2012. Vasskraftproduksjonen auka med 0,2 TWh, medan kjernekraftproduksjonen var om lag uendra. Anna kraftproduksjon auka med 1,0 TWh.

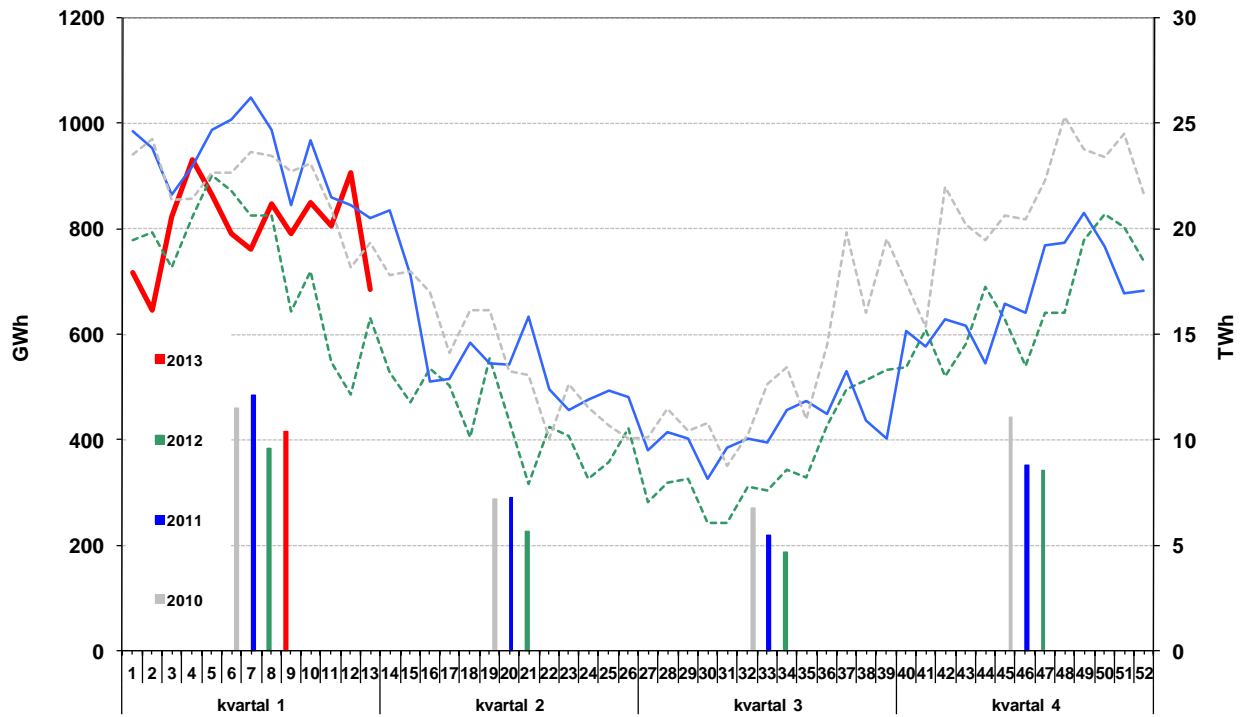
Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2010 – 2013, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh.
Kjelde: Nord Pool Spot



Det har vore produsert 29,3 TWh elektrisk kraft i Danmark dei siste 52 vekene. Det er 1,8 TWh mindre enn dei føregåande 52 vekene. Høg vasskraftproduksjon i Norden dempa etterspurnaden etter dansk termisk kraftproduksjon. Det har vore produsert 9,8 TWh vindkraft i Danmark dei siste 52 vekene, ein nedgang på 0,3 TWh frå føregåande periode.

I første kvartal 2013 vart det produsert 10,4 TWh elektrisk kraft i Danmark, noko som tilsvarer ein auke på 0,8 TWh frå første kvartal i fjor. Vindkraftproduksjonen var 2,8 TWh i første kvartal i år, 0,4 TWh mindre enn i same kvartal i fjor.

Figur 1.3.9 Dansk produksjon, 2010 – 2013, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



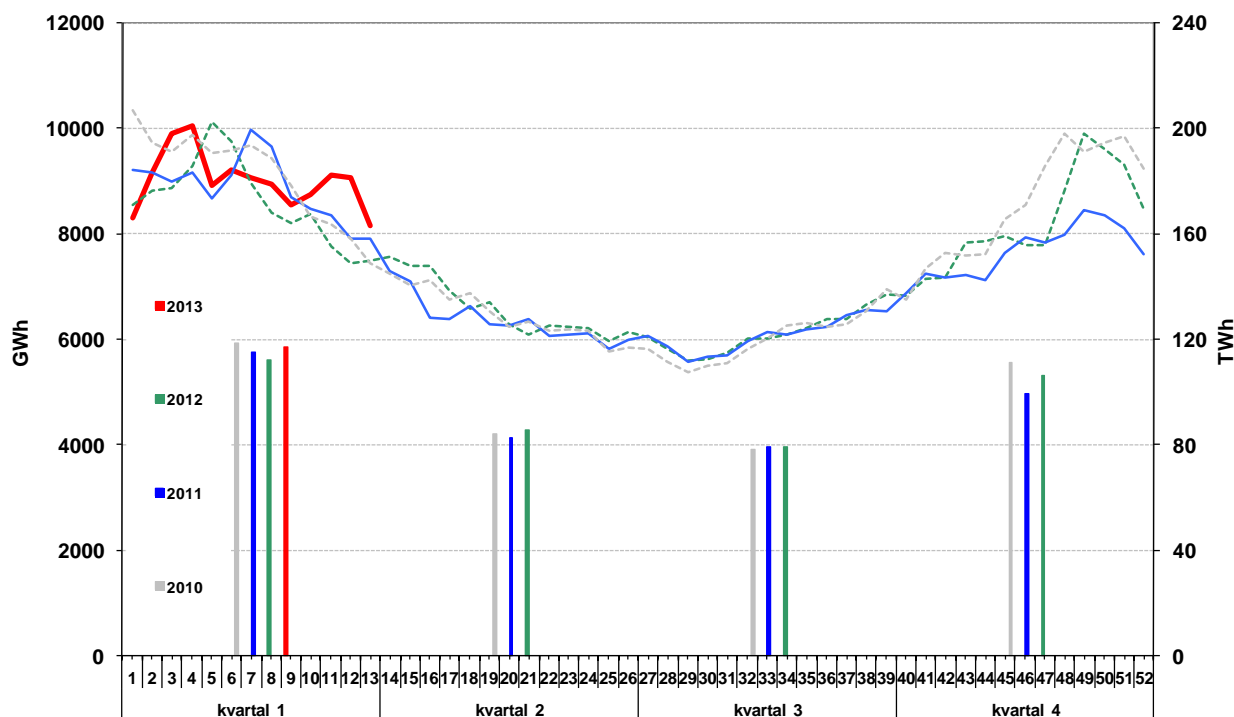
1.4 Forbruk

Det samla nordiske kraftforbruket var 116,8 TWh i første kvartal 2013. Det er 4,4 TWh høgare enn i same kvartal året før. Kaldare vêt, spesielt på starten av kvartalet, medverka til auken.

Dei siste 52 vekene har forbruket i Norden vore 390,1 TWh. Det er 13,4 TWh høgare enn i dei føregåande 52 vekene. Det var lågare temperaturar i siste kvartal i 2012 og første kvartal i 2013 enn eitt år tidlegare.

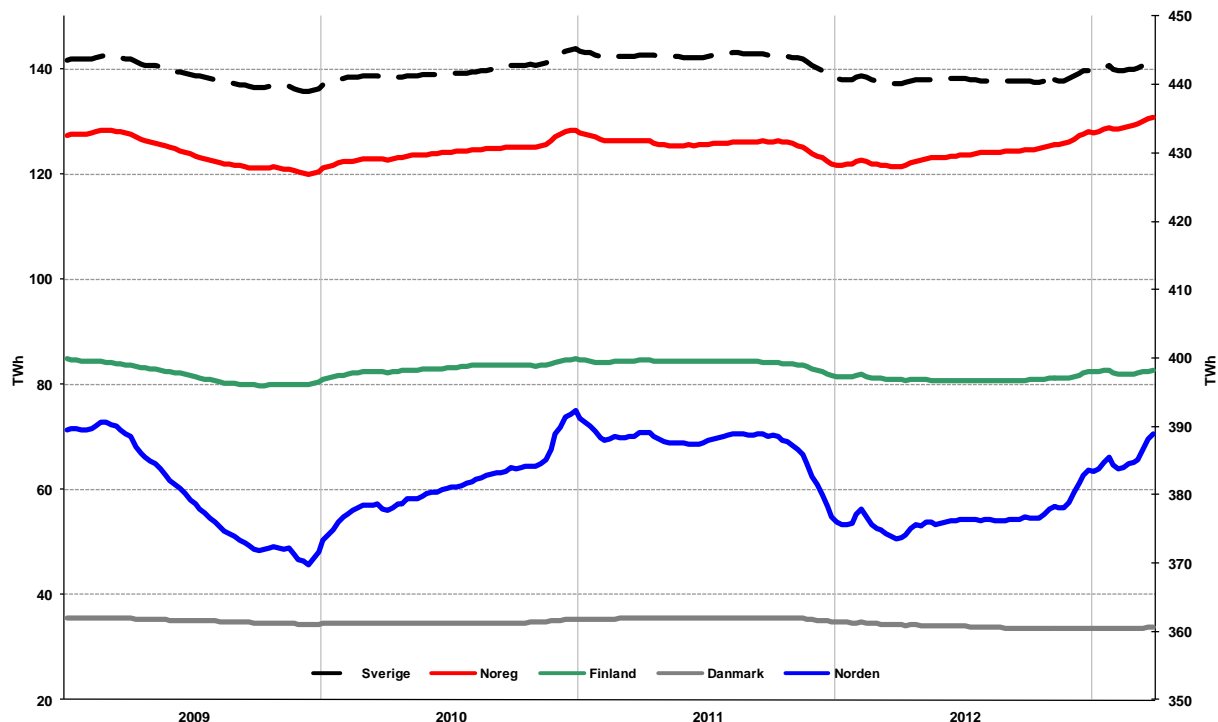
TWh	1.kv. 2013	Endring frå 1.kv. 2012	Siste 52 veker	Endring frå føregåande 52 veker
Noreg	40,0	5,5 %	132,1	6,0 %
Sverige	43,2	4,6 %	141,7	3,4 %
Finland	24,1	0,9 %	82,6	2,2 %
Danmark	9,5	1,8 %	33,8	-1,5 %
Norden	116,8	3,9 %	390,1	3,5 %

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



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for dei siste 52 vekene, fordelt på land. Lågare krafttetterspurnad som følgje av finanskrisa visast på figuren som fallande forbruk i Norden i 2009. Denne trenden snudde i 2010. Det kalde vêtet medverka til det. Mot slutten av fjerde kvartal fell kurva igjen. Det har samanheng med mildare vêt enn i fjerde kvartal 2010. Kaldare vêt det siste halve året forklarar at kurva har stige sidan slutten av 2012.

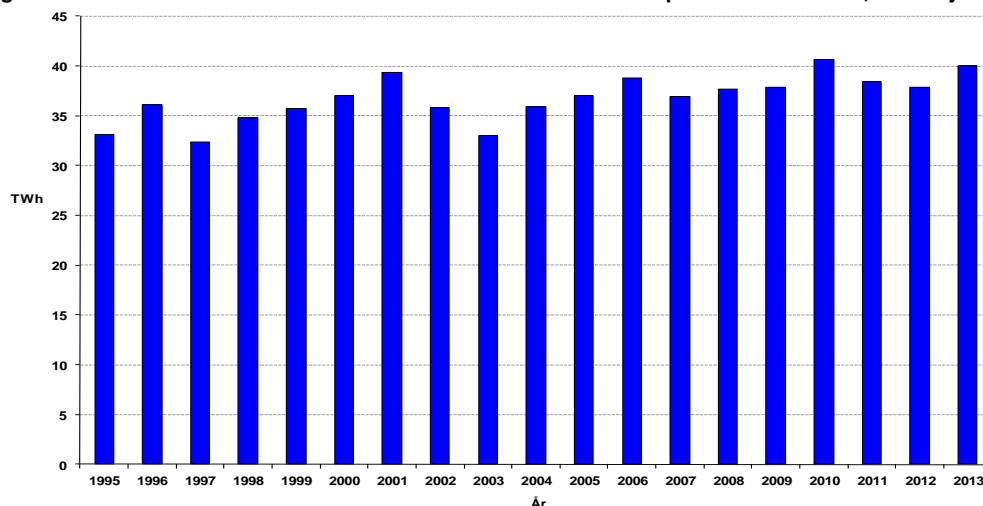
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2009 – 2013, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.4.1 Noreg – høgt kraftforbruk

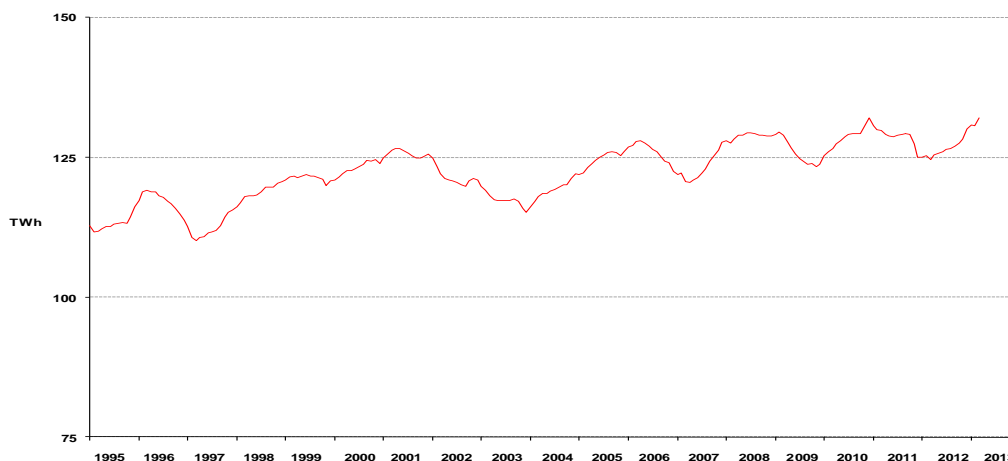
Det norske elektrisitetsforbruket var i første kvartal 40,0 TWh mot 37,9 TWh i same kvartal i 2012. Det er ein auke på 5,5 prosent. Forbruket i første kvartal i år er det nest høgaste nokon gong, berre 0,7 TWh under rekorden frå 2010. Den kalde vinteren i år var hovudårsaka til auken i forbruket.

Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i første kvartal for perioden 1995-2013, TWh. Kjelde: NVE



Dei siste 12 månadene har elektrisitetsforbruket vore 132,1 TWh mot 124,6 TWh i same periode eit år før. Det er ein auke på 6,0 prosent. Forbruket dei siste 12 månadene er det høgaste som nokon gong er registrert, 0,1 TWh høgare enn den førre rekorden frå slutten av 2010 og om lag 8 TWh lågare enn berekna produksjonsevne. Auken i forbruket heng mellom anna saman med at siste 12-månadersperiode var mykje kaldare enn same periode eit år før.

Figur 1.4.4 Innanlandsk elektrisitetsforbruk, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE

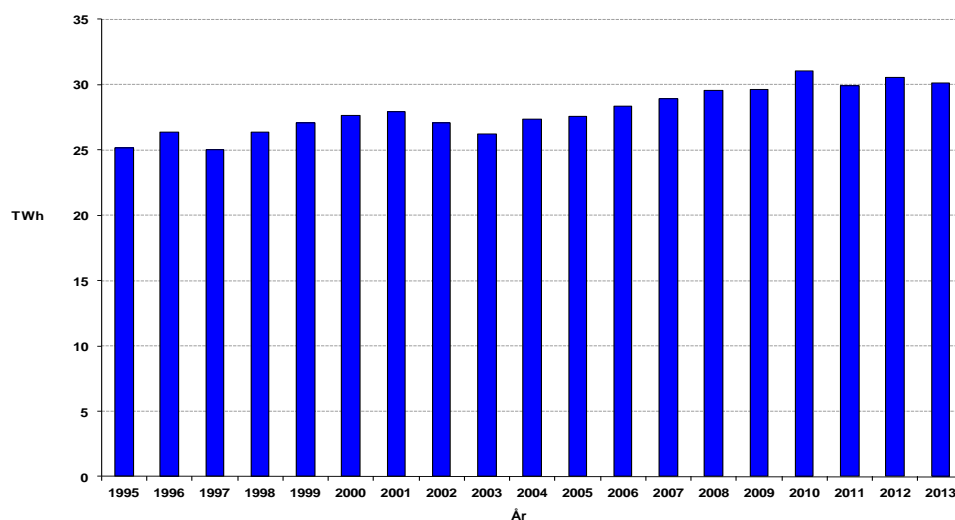


Frå april 2006 falt forbruket i 12 månader. Frå mai 2007 hadde vi ein samanhengjande vekstperiode som flata ut sommaren 2008. Deretter falt forbruket fram til desember 2009. Hovudårsaka til utflatinga og nedgangen i forbruket var redusert økonomisk aktivitet grunna fallet i verdsøkonomien. I 2010 ser vi igjen vekst i forbruket, noko som heng saman med auka forbruk for kraftintensiv industri og dei kalde vintrane 2009/2010 og 2010/2011. I 2011 ser vi ein nedgang i forbruket, noko som mellom anna skuldast den varme hausten og vinteren 2011/2012. Frå 2012 ser vi atter auke i forbruket.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 30,8 TWh i første kvartal i år mot 28,6 TWh i same kvartal i 2012. Det er ein auke på 7,6 prosent. For siste 12-månadersperiode var det ein auke på 8,6 prosent.

Første kvartal var atskillig kaldare enn same kvartal i 2012, og ein god del kaldare enn normalt. Korrigert til normale temperaturtilhøve vart det alminnelege forbruket 30,2 TWh i første kvartal 2013 mot 30,5 TWh i tilsvarende kvartal i 2012. Det er ein nedgang på 1,3 prosent. For siste 12-månadersperiode var det ein auke på 1,1 prosent.

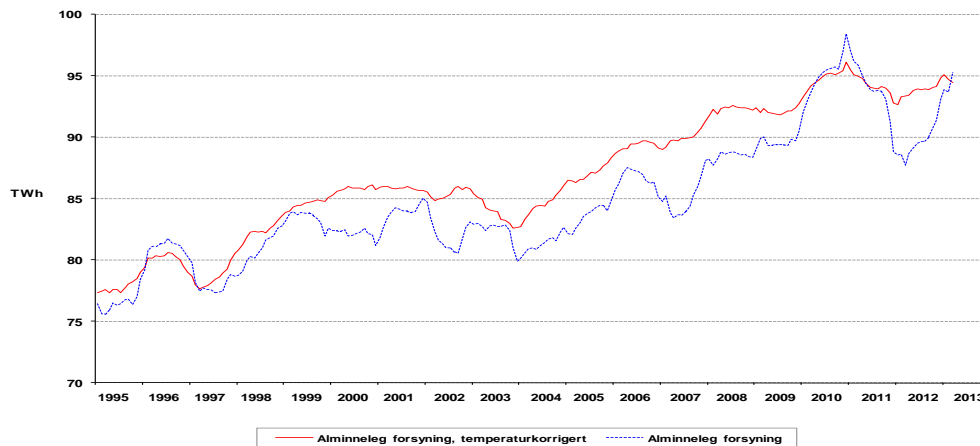
Figur 1.4.5 Bruttoforbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, første kvartal 1995-2013, TWh. Kjelde: NVE



Det temperaturkorrigerede forbruket i alminneleg forsyning i første kvartal har stort sett auka jamt i heile perioden 2003-2010. I 2011 ser vi ein nedgang og i 2012 atter ein auke i dette forbruket. Auken i 2012 heng saman med lågare kraftprisar dei fleste vekene i 2012 enn i 2011. I 2013 ser vi ein liten nedgang.

Høgare kraftprisar i 2013 medverka til dette. Det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning i første kvartal 2013 er det tredje høgaste som nokon gong er blitt registrert i dette kvartalet.

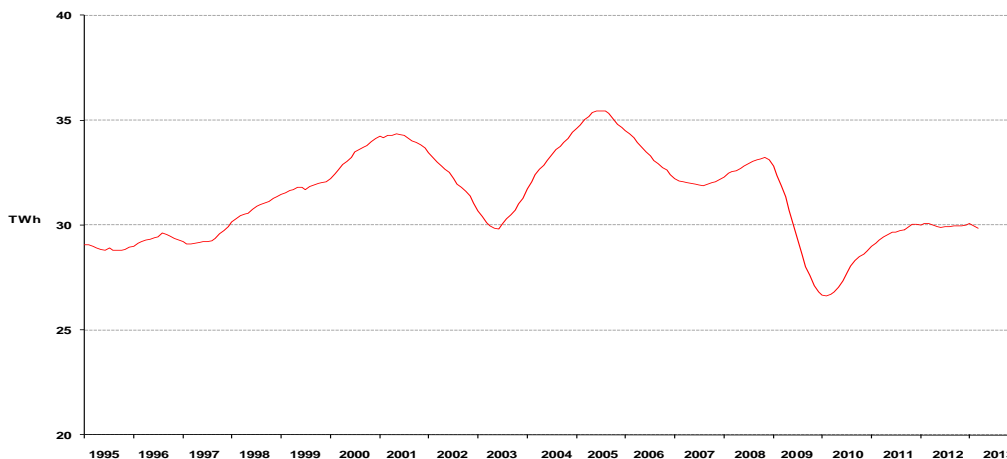
Figur 1.4.6 Forbruk i alminneleg forsyning, med og utan temperaturkorrigering, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



Figuren viser at det temperaturkorrigerede forbruket i alminnelig forsyning dei siste 12 månadene er i ferd med å auke noko etter å ha minka frå desember 2010 til desember 2011.

Forbruket i kraftintensiv industri var i første kvartal 7,4 TWh. Det er 2,0 prosent lågare enn i same periode i 2012. Dei siste 12 månadene har bruttoforbruket i kraftintensiv industri vore 29,9 TWh Det er ein nedgang på 0,7 prosent frå same periode eit år før.

Figur 1.4.7 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



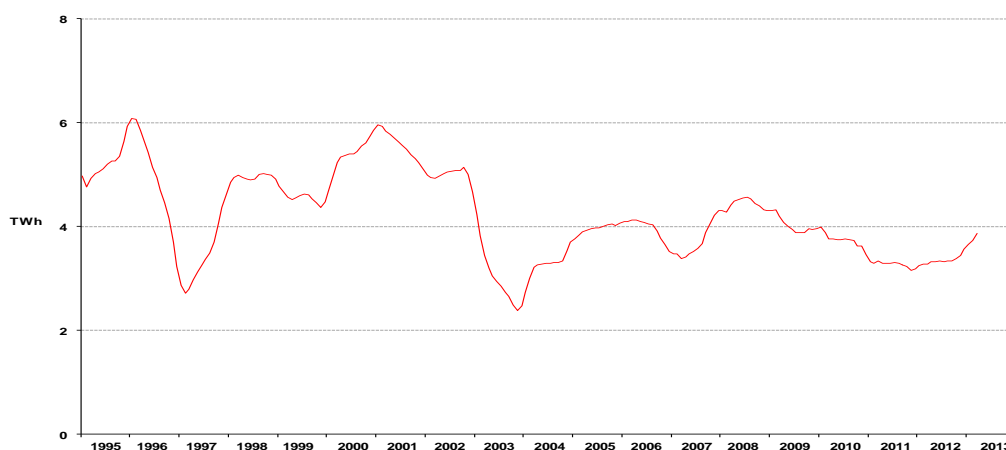
Kraftforbruket i kraftintensiv industri har sidan hausten 2005 falt grunna mellom anna redusert aktivitet og nedleggingar for delar av industrien. Årsaka til dette var høge kraftprisar og låge produktprisar. Frå hausten 2007 var det auke i denne forbruchssektoren, medan vi i 2009 ser ein sterk nedgang. Ein viktig forklaring på nedgangen finn vi i låge produktprisar grunna det kraftige fallet i verdsøkonomien. Frå 2010 ser vi igjen auke i forbruket grunna høgare aktivitet for denne sektoren og frå sommaren 2011 ein utflating.

Forbruket av kraft til elektrokjellar var i første kvartal 26,1 prosent høgare jamført med tilsvarande kvartal i 2012.

Dei siste 12 månadene har forbruket vore 3,9 TWh som er 17,7 prosent høgare enn i same periode eit år før. Forbruket dei siste 12 månadene er om lag 65 prosent av kva det var 1995 og 2000. I begge desse åra kom forbruket opp i rundt 6 TWh.

Frå hausten 2008 falt oljeprisen kraftig, og etter dette låg den på eit lavt nivå fram til sommaren 2009. Kraftprisane falt også i denne perioden, men relativt sett ikkje så mykje som oljeprisen. Dette antar vi er hovudårsaka til nedgangen i kraftforbruket til elektrokjellar i denne perioden. Den siste tida har oljeprisen logge på eit høvesvis høgt nivå, medan kraftprisane har vore relativt låge. Dette har ført til at dette forbruket frå slutten av 2011 har auka noko.

Figur 1.4.8 Forbruk av kraft til elektrokjellar, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE



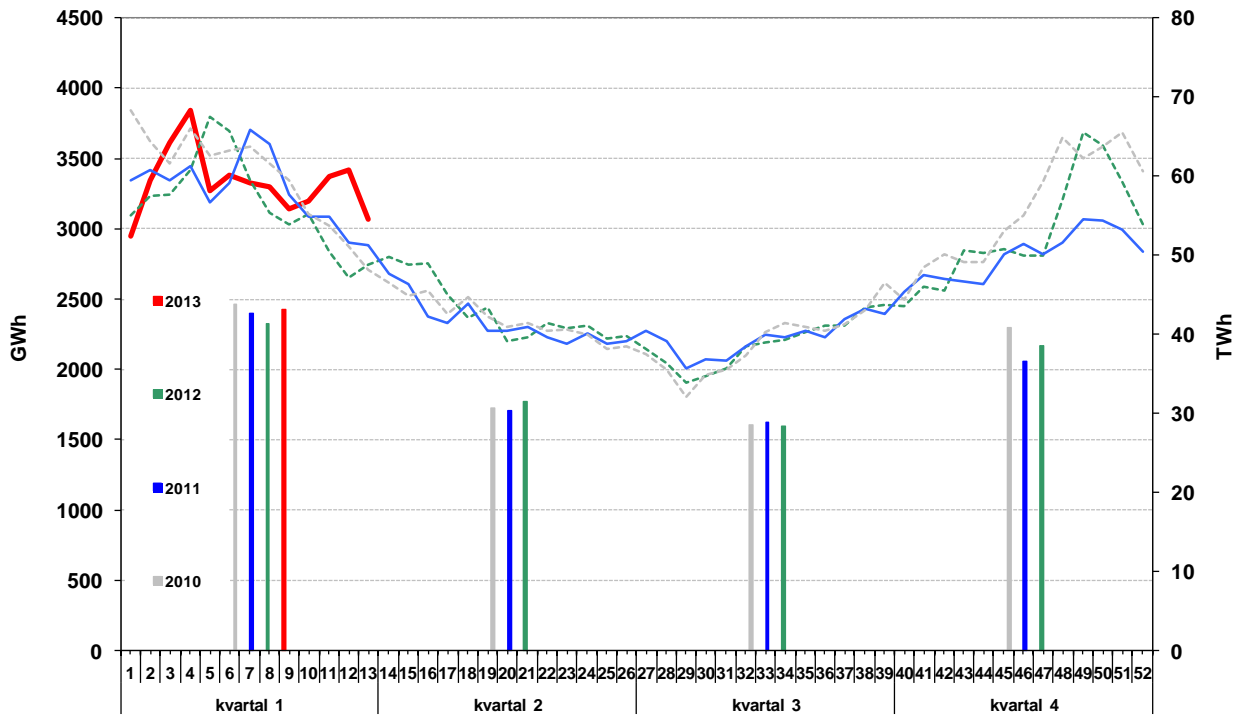
Ut frå figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjellar i perioden 1995-2012 er frå rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å krevje ein høgare pris for å kople ut enn det som er observert i same periode.

1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket var 43,2 TWh i første kvartal 2013. Det er 1,9 TWh meir enn i same kvartal i 2012. I følgje tal frå Svensk Energi var det temperaturkorrigerede forbruket 43,7 og 43,1 TWh for første kvartal i 2012 og 2013 – ein nedgang på 0,6 TWh. Det tyder på at auken i faktisk forbruk har samanheng med lågare temperaturar.

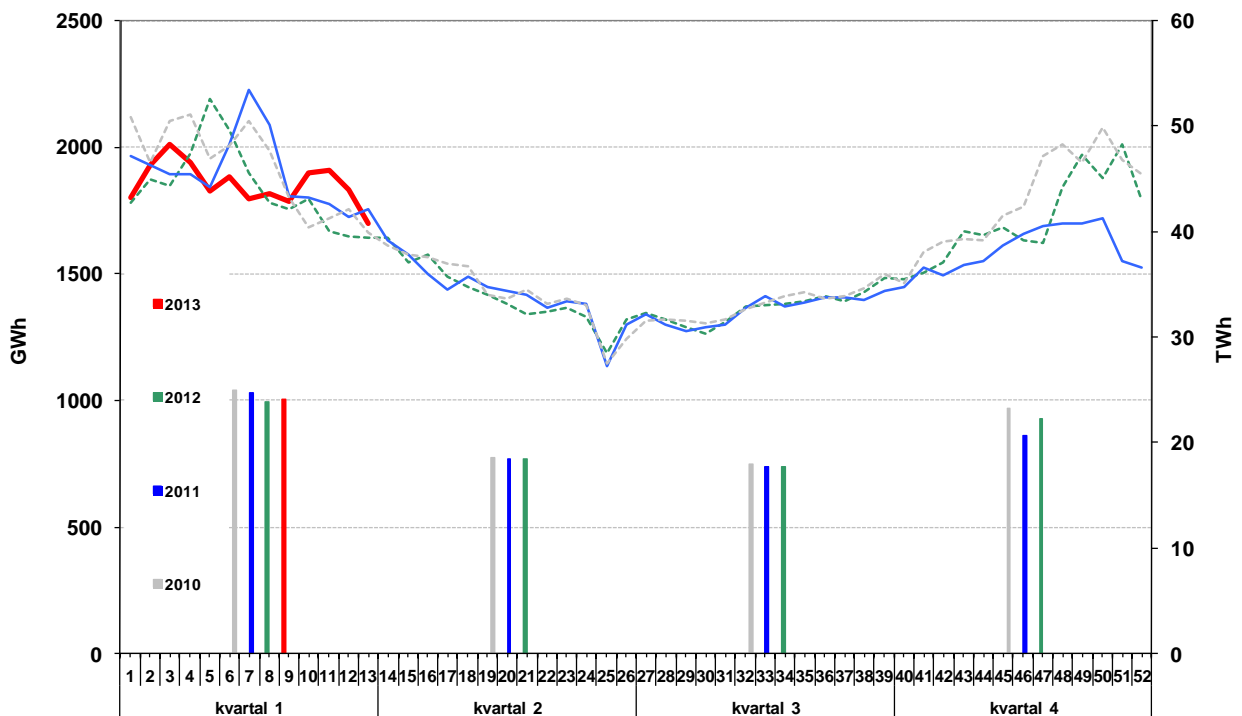
Dei siste 52 vekene var kraftforbruket i Sverige 141,7 TWh. Det er 4,6 TWh meir enn i tilsvarende periode eitt år tidlegare. Det temperaturkorrigerede forbruket var i følgje Svensk Energi 143,1 TWh dei siste 52 vekene, 0,8 TWh mindre enn året før.

Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



I første kvartal 2013 var det finske kraftforbruket 24,1 TWh. Det er 0,2 TWh meir enn i same periode i 2012. Dei siste 52 vekene har kraftforbruket i Finland vore 82,6 TWh – ein auka på 1,8 TWh frå dei føregåande 52 vekene.

Figur 1.4.10 Finsk forbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



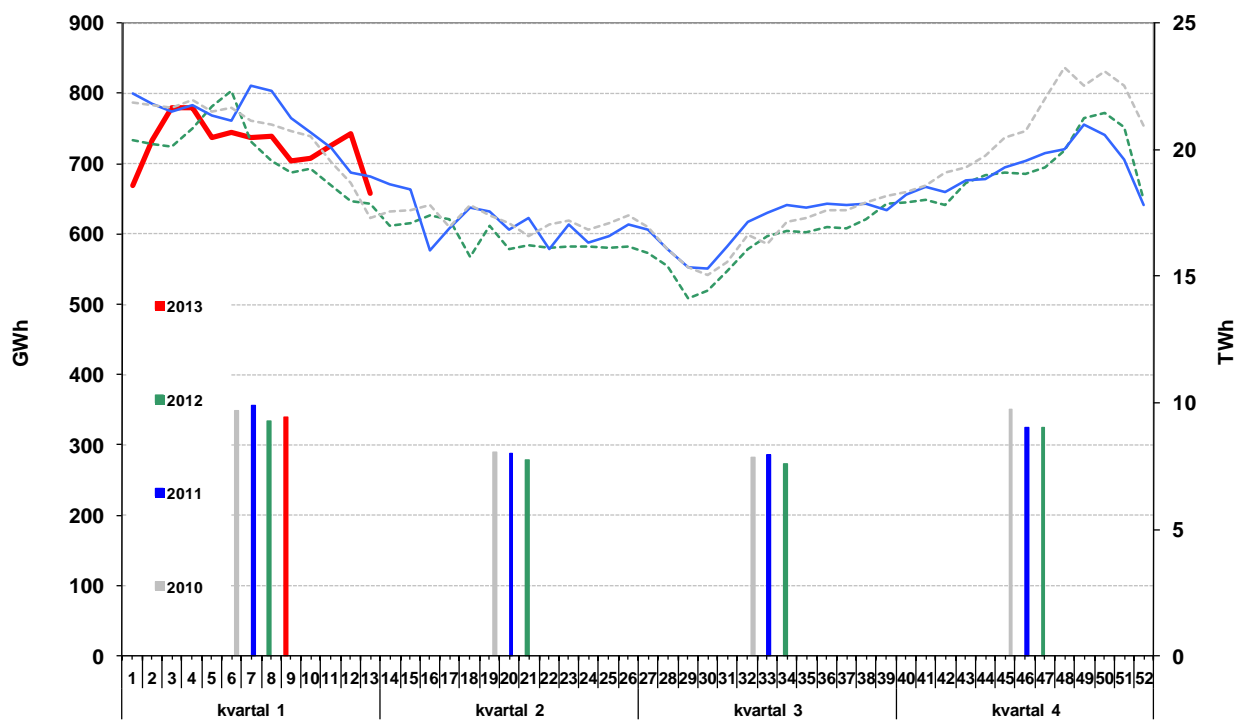
I Danmark brukast mykje fjernvarme, og berre ein liten del av kraftforbruket går til oppvarming. Det danske forbruket er difor mindre temperaturavhengig enn forbruket i dei andre nordiske landa.

Danmark hadde eit kraftforbruk på 9,5 TWh i første kvartal i 2013. Det er 0,2 TWh meir enn i første kvartal i fjor. Forbruket på Jylland var 5,6 TWh, medan det på Sjælland var 3,9 TWh.

Dei siste 52 vekene har kraftforbruket i Danmark vore 33,8 TWh. Det er ein nedgang på 0,5 TWh frå dei føregåande 52 vekene. Reduksjonen var størst på Sjælland.

Figur 1.4.11 Dansk forbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh.

Kjelde: Nord Pool Spot



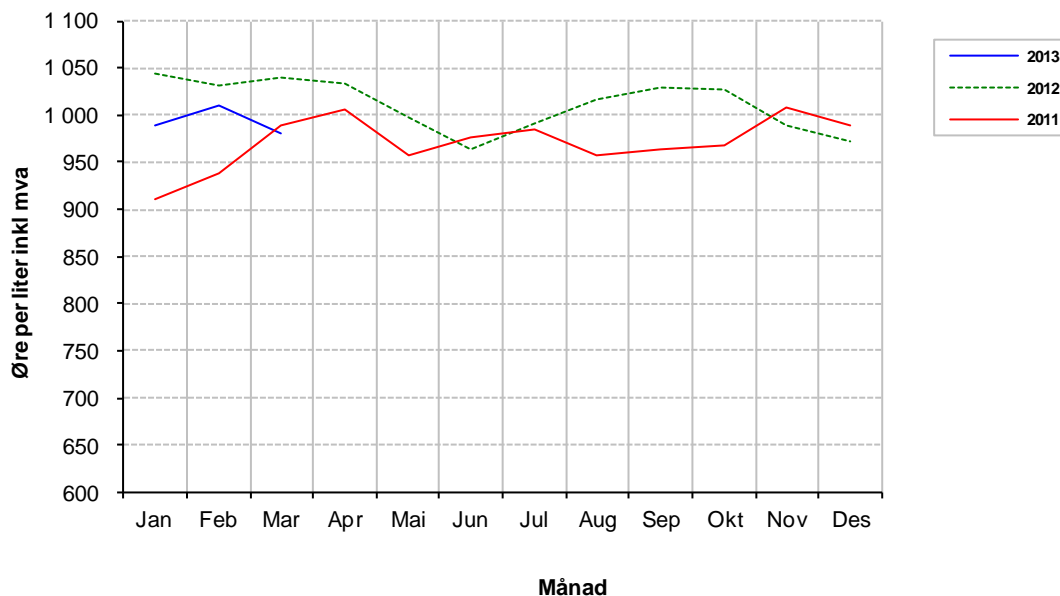
1.5 Andre energibærarar i Noreg

I tillegg til elektrisitet er biobrensel, fjernvarme, olje, parafin, gass viktige energibærarar i stasjonær sluttbruk. For andre energibærarar enn elektrisitet finst ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salstal for petroleumsprodukt kan nyttast som ein indikator på sluttbruk av petroleumsprodukt. For dei andre energibærarane tar vi med tal avhengig av når dei vert publisert av interesseorganisasjonar eller SSB.

Til oppvarming i stasjonær sektor vert det i hovudsak nytta petroleumsprodukta fyringsparafin og lett fyringsolje. Fyringsparafin vert stort sett brukt i hushald. Lett fyringsolje vert nytta i fleire sektorar, men vi 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. I tillegg spelar temperatur ei viktig rolle.

Den månadlege gjennomsnittsprisen³ for lett fyringsolje var relativt jamn i første kvartal 2013, og ligg noko under prisen for same periode i 2012. Grafen under viser at prisen har heldt seg relativt stabilt i 2012, med eit fall på sommaren, ei stigning i juli til september og så eit nytt fall mot slutten av året. Dei låge elprisane medverka til at fyringsolje relativt sett var eit dyrare oppvarmingsalternativ. Gjennom første kvartal 2013 har endringane i prisane dratt i motsatt retning; spotprisen på el auka med 10 prosent, medan prisen på lett fyringsolje har felle 1 prosent. Ein pris på 10 kroner per liter gir ein kWh pris på ca 100 øre/kWh.

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

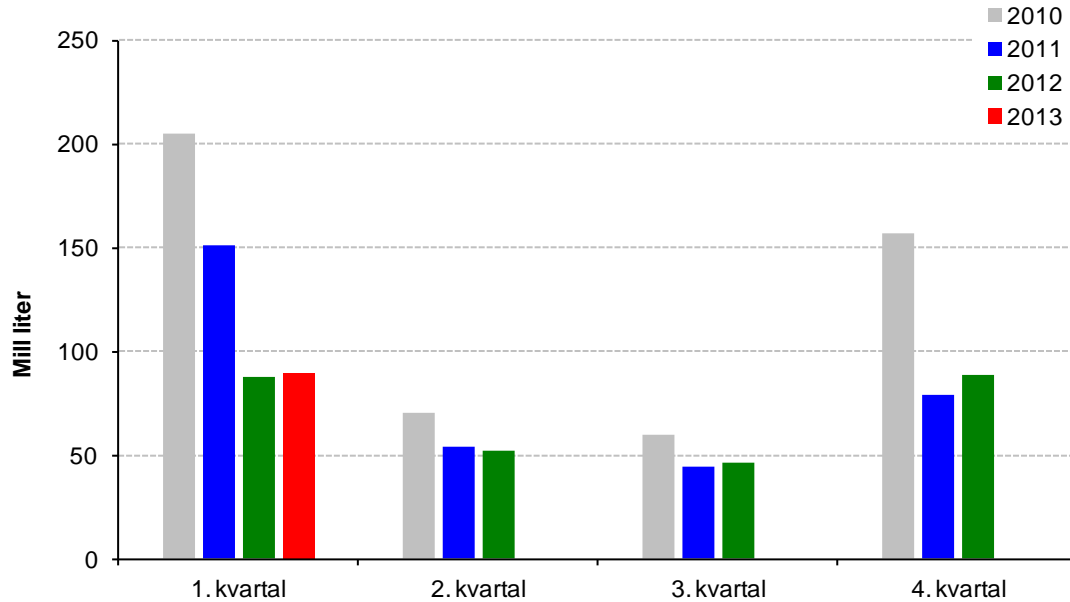


Figuren under viser at det i første kvartal 2013 vart selt 90 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.v., og offentlig verksemd). Det

³ 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.

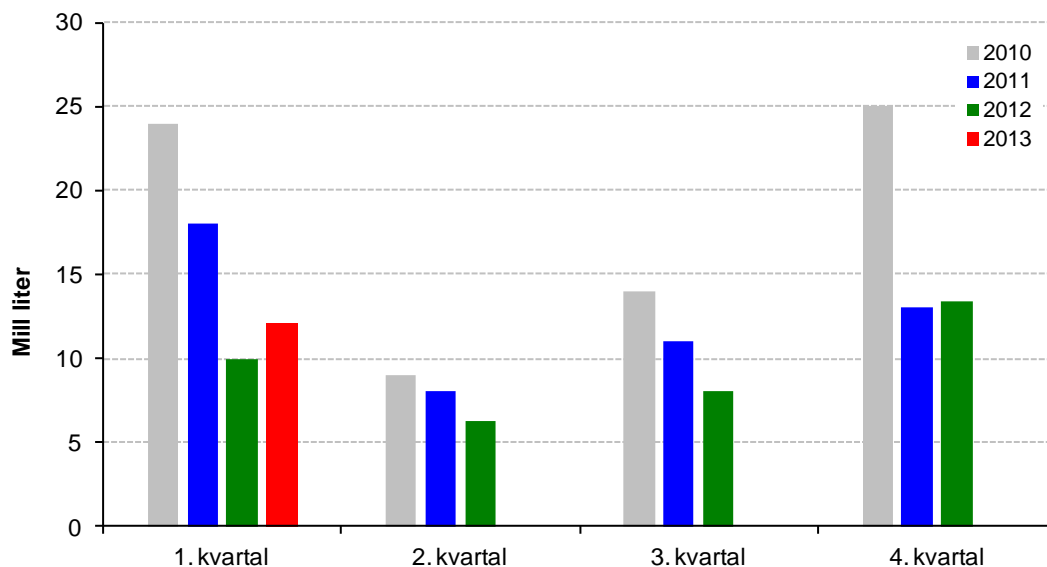
er ein oppgang på 2 prosent frå første kvartal 2012, men ein nedgang på 42 prosent frå første kvartal 2011. Vi har sett over tid en månedleg nedgang i sal av fyringsoljer. 2010 var eit unntak grunna kalde temperaturar, medan den fallande trenden fortsette i 2011 og 2012. Salet i første kvartal 2013 bryt med denne trenden. Dette kan skuldast at første kvartal 2013 var kaldare enn dei første kvartala i dei føregåande åra.

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 første kvartal 2013 vart det selt 12 millionar liter fyringsparafin, 21 prosent meir enn i første kvartal 2012. Dei seinaste åra har bruken av fyringsparafin vorte redusert jamt, med unntak av det kalde året 2010. Denne trenden vert altså broten i 2013. 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



Ved

Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2012 for informasjon om ved.

Anna bioenergi

Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2012 for informasjon om bioenergi.

Varmepumpar

Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2012 for informasjon om varmpumper.

Fjernvarme

Sjå NVEs kvartalsrapport 4/2012 for informasjon om fjernvarme.

Gass

Sjå NVEs kvartalsrapport 2/2012 for informasjon om gass.

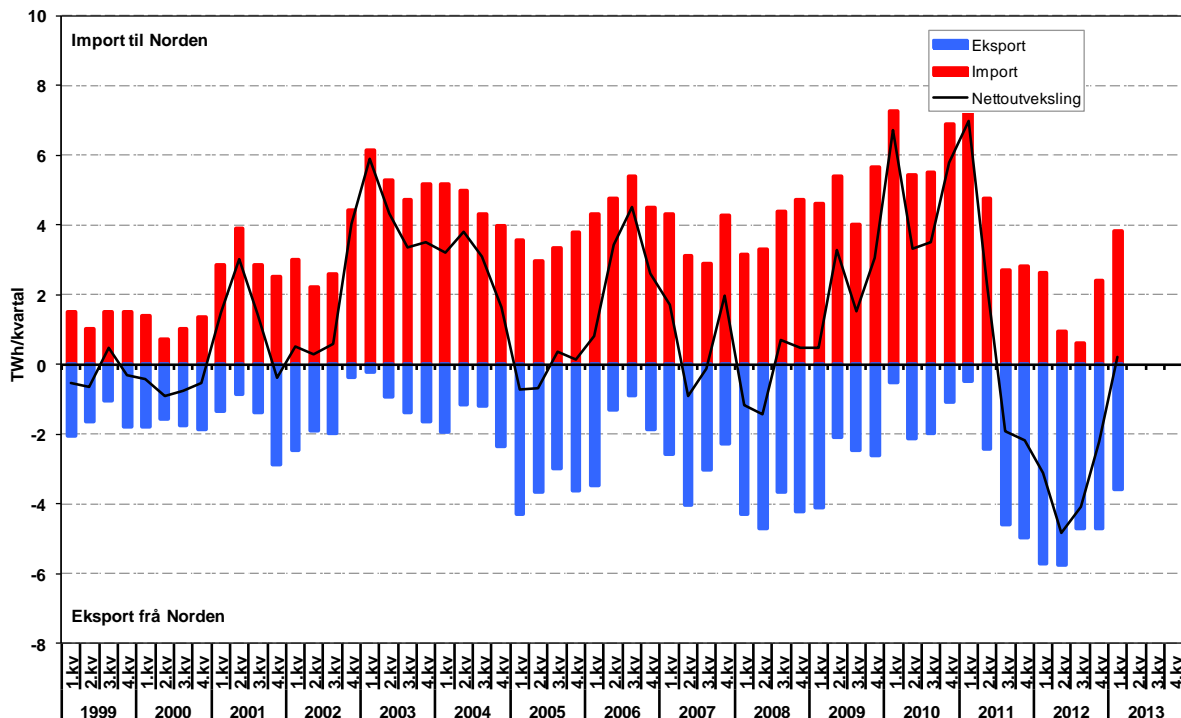
1.6 Kraftutveksling

Den nordiske utvekslinga var i balanse i årets første kvartal. Nettoimporten i Noreg og Finland vart utlikna av nettoeksporten til Sverige og Danmark. I tilsvarende kvartal i fjor var det 3,4 TWh nordisk nettoeksport. Høgare forbruk har medverka til at nettoeksporten er redusert samanlikna med same kvartal i fjor.

Utveksling (import(+)/eksport (-), TWh)	1.kv. 2013	1. kv 2012	Siste 52 veker	Føregående 52 veker
Noreg	0,7	-4,8	-12,3	-14,5
Sverige	-3,4	-2,9	-20,1	-9,1
Finland	3,6	4,6	16,2	17,1
Danmark	-0,9	-0,3	4,5	3,8
Norden	0,0	-3,4	-11,8	-2,7

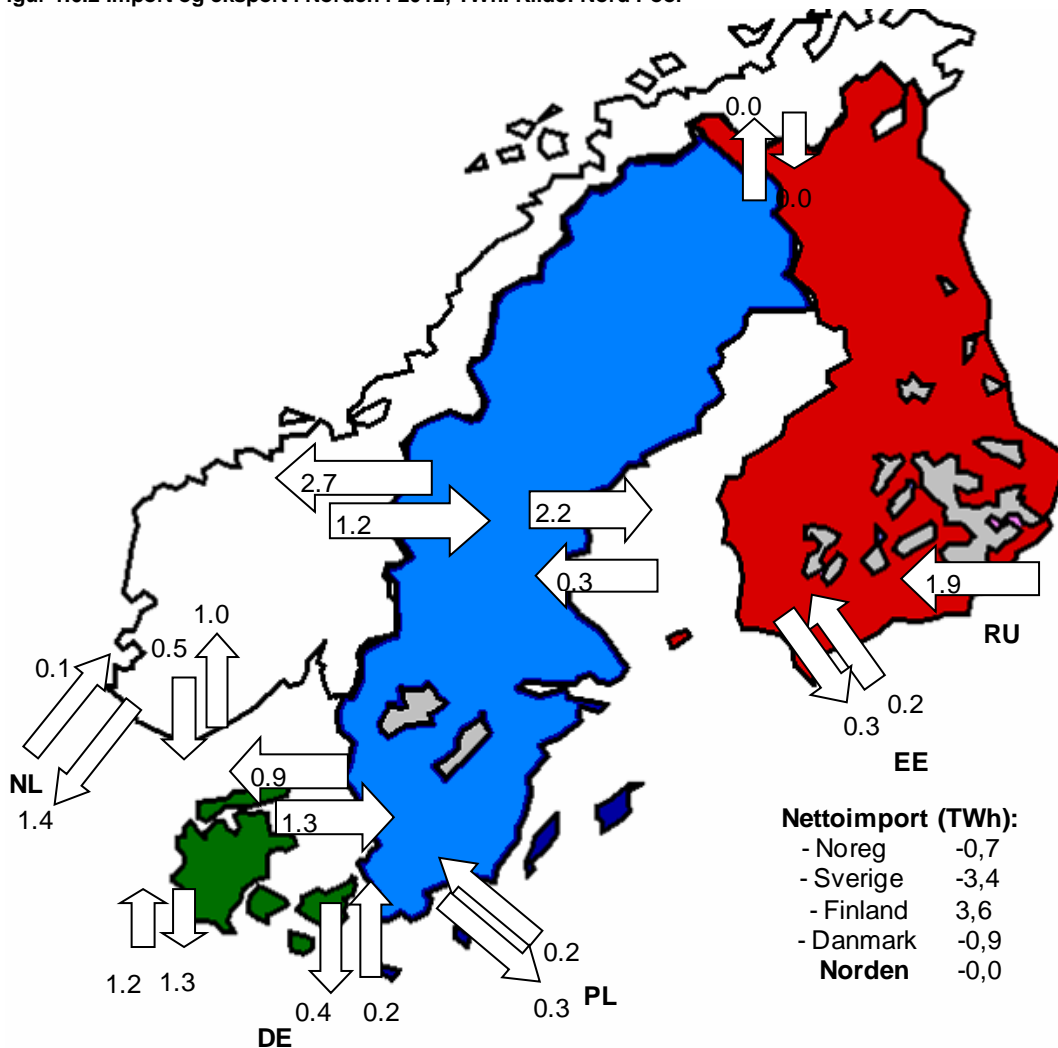
Rekordhøg produksjon har medverka til 11,8 TWh nordisk nettoeksport dei siste 52 vekene. Det er 9,1 TWh meir enn i dei føregående 52 vekene. Høg vasskraftproduksjon i Noreg og Sverige forklarar mykje av denne auken i nettoeksporten. Den danske og finske nettoimporten har vore meir stabil.

Figur 1.6.1 Nordens netto kraftimport, 1999-2013. TWh. Kilde: Nord Pool



Det var vesentleg mindre nordisk nettoeksport mot Tyskland i årets første kvartal samanlikna med same kvartal i fjor. Totalt utgjorde den nordiske nettoeksporten til Tyskland 0,3 TWh i første kvartal. Det er 2,4 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Det var mindre endringar i den norske nettoeksporten til Nederland. Den var 1,3 TWh i første kvartal i år. Utveksling mot Polen og Estland var nær i balanse, med 0,1 TWh nordisk nettoeksport på begge desse forbindelsane. I same kvartal i fjor var det 0,7 TWh svensk nettoeksport til Polen og 0,3 TWh finsk nettoeksport til Estland. Den finske importen frå Russland var på nivå med importen i same kvartal i fjor, men den har variert mye gjennom 2012 samanlikna med kva som har vore normalt i tidlegare år.

Figur 1.6.2 Import og eksport i Norden i 2012, TWh. Kilde: Nord Pool



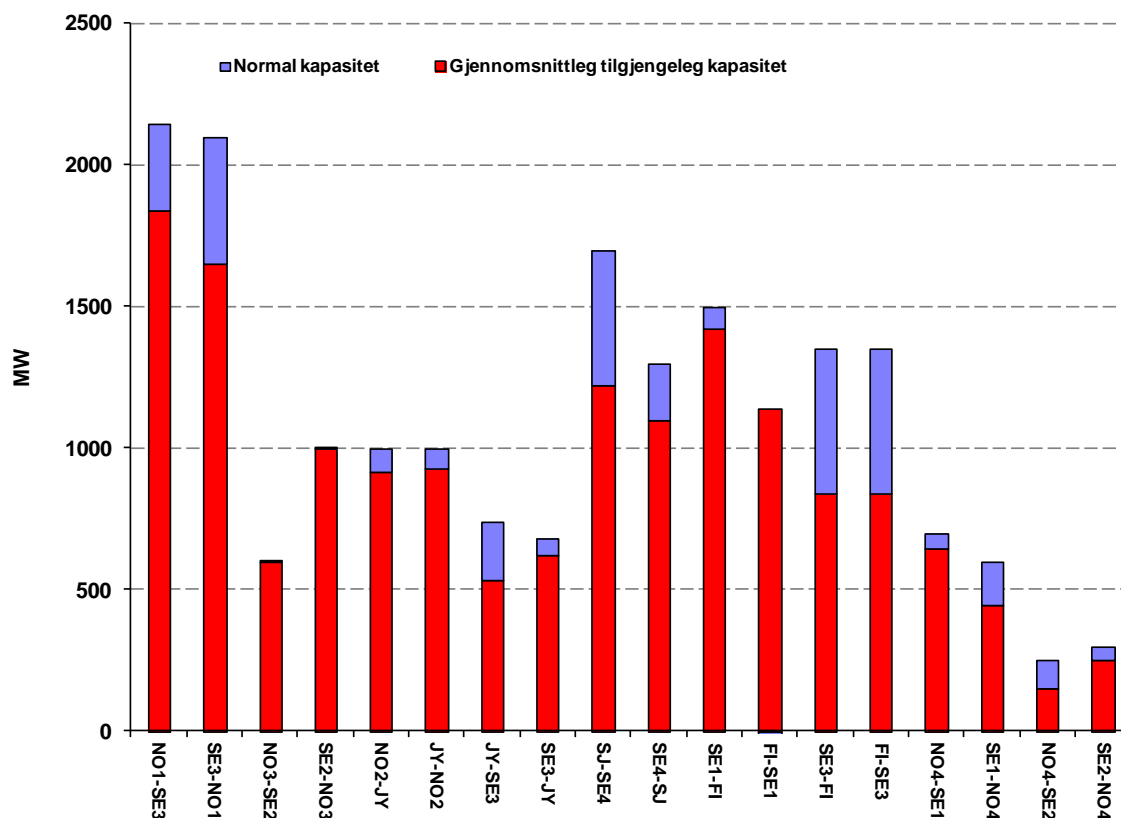
Figur 1.6.3 viser gjennomsnittlig tilgjengeleg overføringskapasitet på ulike nordiske forbindingar i første kvartal 2013. Det er ofte redusert tilgjengeleg kapasitet på forbindelsen mellom Aust-Noreg og Sverige(SE3). Kor mye kapasitet som blir tilgjengeleggjort av Statnett og Svenska Kraftnät avhenger av tilhøve i nettet internt i Sverige og Noreg. I første kvartal var i snitt 86 prosent av den maksimale kapasiteten tilgjengeleg i retning Sverige og 79 prosent i retning Noreg på denne forbindinga. Størst reduksjonar var det i starten av kvartalet. Då var kapasiteten aldri oppe på maksimalt nivå. Det var store variasjonar gjennom heile kvartalet.

En feil i det danske sentralnettet førte til at kapasiteten mellom Sjælland og det sørligaste svenske elspotområdet SE4 var redusert ned mot halv kapasitet mellom 23. februar og 12. mars. Det medverka til at i snitt 72 prosent av maksimal kapasitet var tilgjengeleg frå Sjælland til SE4 og 85 prosent var tilgjengeleg i den andre retninga. Dette medverka til hyppigare flaskehalsar, spesielt frå Sjælland til Sverige, i dette tidsrommet.

Fennoskan-kablane mellom Finland og det svenske elspotområdet SE3 fekk redusert overføringskapasitet 20. august grunna ein brann på svensk side. Som følge av dette var kapasiteten avgrensa til 800 MW av dei maksimalt 1350 MW som kan vere tilgjengeleg for marknaden. Dette varte fram til 1. februar i år. Då vart kapasiteten heva til 1300, men ein ny feil gjorde at overføringskapasiteten vart senka til 800 MW igjen 19. februar. Feilen vart retta og full kapasitet var tilgjengeleg 11. april. Mesteparten av tida i første

kvartal hadde kapasitetsreduksjonane mellom Finland og SE3 liten innverknad på flyten, då det var flaskehalsar mellom desse områda i mindre en 20 prosent av timane i første kvartal.

Figur 1.6.3 Tilgjengeleg og maksimal kapasitet på utvalte nordiske overføringsforbindelsar i første kvartal 2013, MW. (frå – til) Kilde: Nord Pool



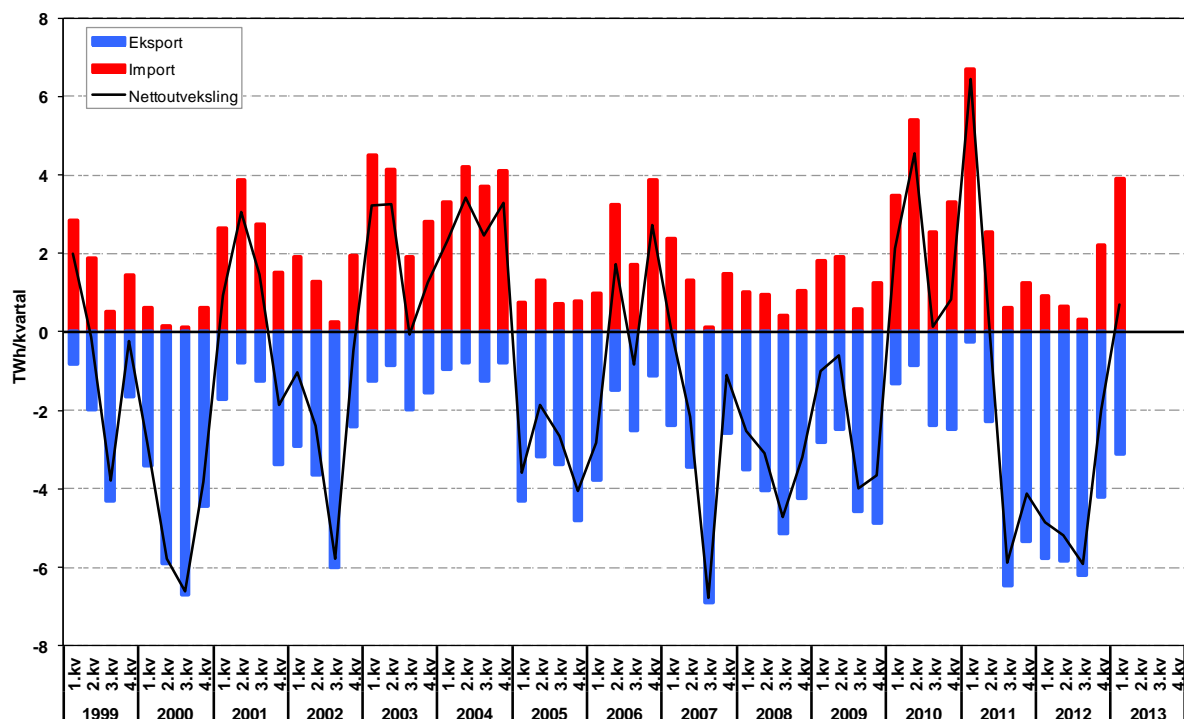
Noreg

Det var 0,7 TWh norsk nettoimport i første kvartal. I same kvartal i fjor var det 4,8 TWh norsk nettoeksport. Endringa i den norske kraftutvekslinga må sjåast i samanheng med utviklinga i magasinfyllinga. Kaldt og tørt vêr medverka til at magasinfyllinga sank gjennom kvartalet og var ved slutten av kvartalet godt under nivået på same tid i fjor.

Det var på forbindingane til Sverige og Danmark at flyten endra seg samanlikna med første kvartal i fjor. Den norske nettoimporten utgjorde høvesvis 1,5 og 0,5 TWh frå Sverige og Danmark i første kvartal i år. I same kvartal i fjor var det høvesvis 2,3 og 1,1 TWh norsk nettoeksport til Sverige og Danmark.

Det har vore mindre endringar i utvekslinga med Nederland. Totalt var det 1,4 TWh norsk nettoeksport til Nederland i første kvartal. Det er 0,1 TWh mindre enn same kvartal i fjor. Den norske nettoeksporten til Nederland har vore relativt stabil gjennom fjoråret og første kvartal i år. Med unntak av 7 prosent av timane i første kvartal var prisen i Sørvest-Noreg alltid høgare enn prisen på den Nederlandske kraftbørsen APX. Det var i all hovudsak nattetimar Noreg importerte frå Nederland.

Figur 1.6.4 Norsk netto kraftimport, 1999-2013. TWh. Kilde: Nord Pool



Andre nordiske land

Den svenske nettoeksporten var 3,4 TWh i første kvartal i år. Den auka med 0,5 TWh samanlikna med same kvartal i fjor. Det var endringa i utvekslinga med Noreg som førte til denne auken i svensk nettoeksport. Den svenske nettoeksporten til Finland, Polen og Tyskland gjekk ned samanlikna med første kvartal i fjor. Utvekslinga med Danmark endra seg frå 0,7 TWh svensk nettoeksport i første kvartal i fjor til 0,4 TWh svensk nettoimport i første kvartal i år.

Den svenske nettoeksporten til Polen og Tyskland var totalt 0,3 TWh i første kvartal i år. Den svenske importen på desse to forbindingane auka utover kvartalet og dei siste vekene var det i hovudsak svensk nettoimport frå Tyskland og Polen. Importen vart dempa av at den tyske og polske systemoperatøren ofte reduserte overføringskapasiteten av omsyn til systemtryggleiken på tysk og polsk side av forbindinga.

Den danske nettoeksporten utgjorde 0,9 TWh i første kvartal. Det er 0,3 TWh meir enn i første kvartal i fjor. Redusert vasskraftproduksjon i resten av Norden medverka til at eksporten auka til Noreg og Sverige. Det har vore høg dansk nettoeksport til Tyskland gjennom heile 2012, men i årets første kvartal var den danske eksporten til Tyskland nær utlikna av import frå Tyskland. Samla dansk nettoeksport til Tyskland var 0,1 TWh.

Finland hadde einnettoimport i årets første kvartal på 3,6 TWh, noko under nivået i samtlege kvartal i fjor. Den kvartalsvise finske nettoimporten varierte mellom 3,8 og 4,6 TWh i 2012. Redusert import frå Sverige er hovudkjelda til nedgangen i finsk nettoimport i første kvartal i år. Det var mindre endringar på dei andre finske forbindelsane. Samanlikna med same kvartal i fjor gjekk den finske importen frå Russland ned med høvesvis 0,1 TWh. Den finske nettoeksporten til Estland gjekk ned med 0,2 TWh.

1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

1.7.1 Spotmarknaden

I første kvartal har prisane i snitt vore på mellom 310 til 316 kr/MWh i Noreg, Sverige og Finland. I Danmark var prisane i snitt noko lågare med 296 kr/MWh på Jylland, og 302 kr/MWh på Sjælland.

Samanlikna med 1. kvartal i 2012 auka dei norske prisane 9 til 15 prosent. Oppgangen i prisen heng saman med at fyllinga vassmagasina ved inngangen til 2013 var lågare enn året før, og at kaldt vêr, spesielt i Sør-Noreg, auka kraftetterspurnaden.

Ein kald mars måned, samstundes med lite nedbør, førte til at fyllingsgraden i magasina vart gradvis redusert samanlikna med normalen. Dette medverka til at spotprisane auka utover kvartalet.

Elspotprisar kr/MWh	1. kv. 2013	Endring frå 1.kv. 2012	Endring frå 4.kv. 2012	Gj.snitt siste 12 mnd.	Endring frå føregåande 12 mnd.
Aust-Noreg (NO1)	315	12 %	15 %	165	-50 %
Sørvest-Noreg (NO2)	311	14 %	16 %	167	-50 %
Midt-Noreg (NO3)	311	9 %	12 %	191	-46 %
Nord-Noreg (NO4)	310	9 %	13 %	187	-47 %
Vest-Noreg (NO5)	316	15 %	16 %	160	-51 %
SE1	310	8 %	12 %	194	-45 %
SE2	310	8 %	12 %	194	-45 %
SE3	312	5 %	13 %	198	-44 %
SE4	313	3 %	13 %	222	-37 %
Finland	312	-3 %	4 %	237	-36 %
Jylland (DK1)	296	1 %	9 %	262	-32 %
Sjælland (DK2)	302	-2 %	8 %	269	-31 %
Estlink	314	-2 %	5 %	276	-20 %
Tyskland (EEX)	323	-6 %	-23 %	342	-15 %

Frå førre kvartal auka gjennomsnittsprisane mellom 12 og 16 prosent i Noreg og Sverige. Auken i pris var mindre i Danmark og Finland, som har høgare innslag av termisk produksjon.

I kvartalets siste veke var det påskeferie. Dette reduserte etterspurnaden etter kraft og dermed prisane den siste veka i kvartalet.

Dei siste 12 månadene har prisane vore låge grunna høg magasinfylling, og meir tilsig enn normalt. Det medverka til årleg produksjonsrekord i Noreg for 2012, og låge prisar. Snittprisane for dei norske elspotområdene dei 12 siste månadene var om lag 50 prosent av snittprisen for dei føregåande 12 månader.

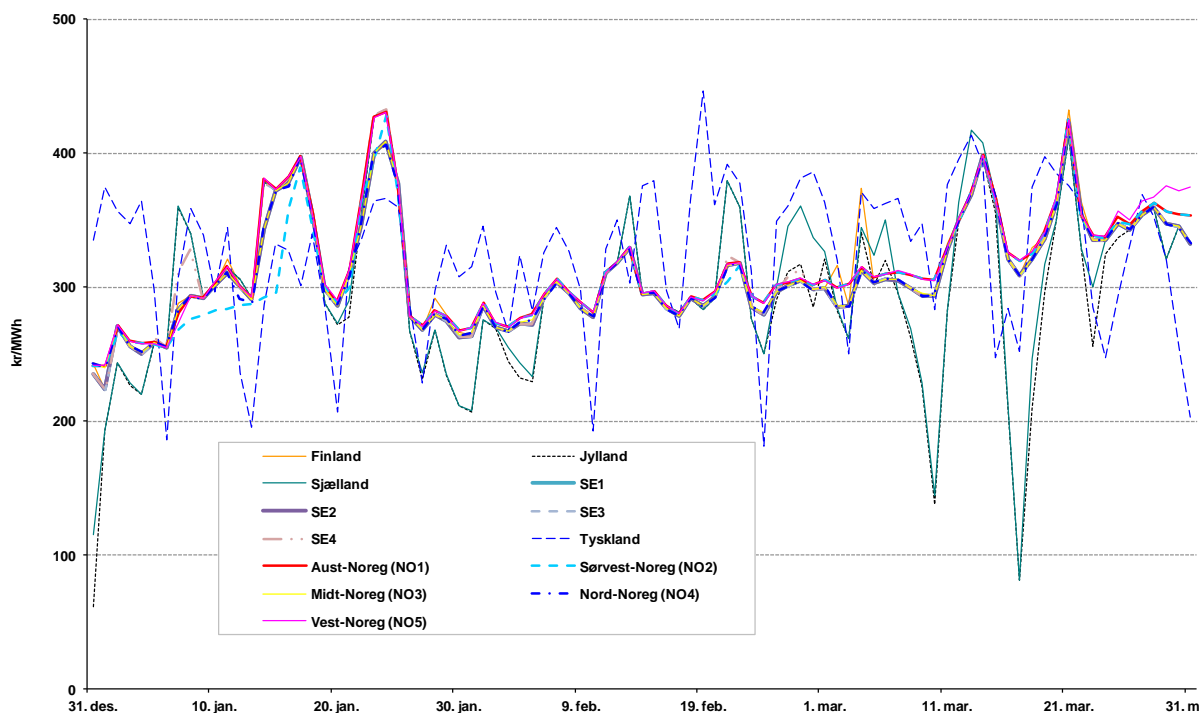
Tabell 1.7.1 viser ein oversikt over prisforskjellar mellom ulike prisområdar. Til dømes var prisane i Aust-Noreg (NO1) og Midt-Noreg (NO3) like i 67,3 prosent av tida. Dette kan ein sjå ut frå tabellen ved å leggje saman tida kor Midt-Noreg hadde lågare pris (30,7 prosent) og tida kor Midt-Noreg hadde høgare pris enn Aust-Noreg (2 prosent). I dei resterande timane var prisane like.

Tabell 1.7.1 Prosentdel av timane i første kvartal 2013 med prisforskjellar mellom prisområda. Kjelde: Nord Pool

1. kvartal 2013		Lågast elspot-pris												
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
Høgast elspot-pris	NO1	0.0 %	14.1 %	30.7 %	31.7 %	1.0 %	31.7 %	31.7 %	30.3 %	30.3 %	31.1 %	43.1 %	34.7 %	53.3 %
	NO2	2.0 %	14.6 %	29.9 %	30.4 %	0.0 %	30.9 %	30.9 %	30.2 %	30.2 %	30.4 %	40.8 %	34.5 %	51.5 %
	NO3	1.9 %	14.5 %	0.0 %	2.1 %	2.4 %	4.3 %	4.3 %	4.3 %	4.3 %	4.3 %	31.3 %	20.0 %	51.2 %
	NO4	6.1 %	19.9 %	33.2 %	34.2 %	2.4 %	3.3 %	3.3 %	3.3 %	3.3 %	3.5 %	31.3 %	19.6 %	51.0 %
	NO5	0.7 %	13.4 %	0.0 %	1.1 %	1.2 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.4 %	30.6 %	18.5 %	51.0 %
	SE1	0.7 %	13.4 %	0.0 %	1.1 %	1.2 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	1.6 %	30.6 %	18.5 %	51.0 %
	SE2	0.7 %	13.4 %	1.5 %	2.6 %	1.2 %	1.5 %	1.5 %	0.0 %	0.0 %	1.6 %	30.6 %	18.5 %	51.6 %
	SE3	3.4 %	13.4 %	4.6 %	5.6 %	3.6 %	4.6 %	4.6 %	3.1 %	0.0 %	4.6 %	31.2 %	18.5 %	51.7 %
	SE4	6.0 %	17.5 %	6.1 %	7.2 %	6.4 %	6.2 %	6.2 %	6.0 %	5.7 %	33.2 %	22.6 %	51.4 %	
	Finland	10.6 %	17.2 %	12.1 %	12.9 %	10.7 %	12.1 %	12.1 %	10.7 %	10.0 %	12.0 %	3.1 %	42.9 %	
	Jylland	10.3 %	19.9 %	11.6 %	12.6 %	10.4 %	11.6 %	11.6 %	10.3 %	9.3 %	11.4 %	16.0 %	44.6 %	
Sjælland	46.7 %	48.5 %	48.8 %	49.0 %	46.7 %	49.0 %	49.0 %	48.4 %	48.3 %	48.6 %	57.1 %	55.4 %		
EEX														

Figur 1.7.1 viser døgnprissnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX i første kvartal 2013. Det er to tydelege kuldeperiodar som skil seg ut: Frå rundt 12. til 25. januar og 11. til 23. mars gav kulda utslag gjennom høgare prisar. Ein sjå ein oppadgåande trend i prisutviklinga igjennom kvartalet. Ei viktig årsak til det var det aukande hydrologiske underskotet. Høg produksjon, lågt tilsig og lågare snømengder enn normalt forklarar utviklinga i det hydrologiske underskotet.

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

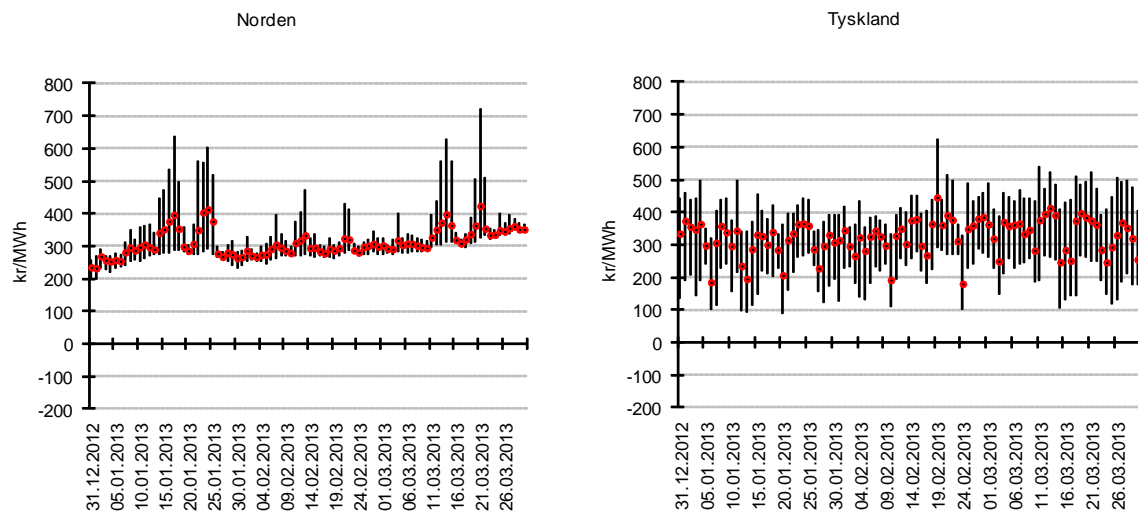


Figur 1.7.2 illustrerar prisvariasjonane og -gjennomsnitt gjennom døgnnet i Norden og Tyskland. Ein ser igjen at i Norden kor ein har eit høgt innslag av fleksibel vasskraftproduksjon, har ein eit jamnare prisbilette med mindre variasjonar enn Tyskland. Kraftsystemet i Tyskland har eit større innslag av termisk produksjon og er dermed mindre fleksibelt enn det nordiske kraftsystemet.

Unntak frå dette mønsteret ser ein under kuldeperiodane i Noreg i januar og i mars før påske. Da auka både døgngjennomsnittsprisen, men óg prisvariasjonen. Noko av årsaka er at på dagar med ekstra kaldt vêr er effekt ein knapp ressurs grunna høgt forbruk. 23. januar vart det satt ny forbruksrekord med eit

effektuttak på 24180 MW. I Tyskland har variasjonen gått noko ned frå førre kvartal. Det heng saman med at prisen ikkje fall like mykje i periodar med høg vindkraftsproduksjon.

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



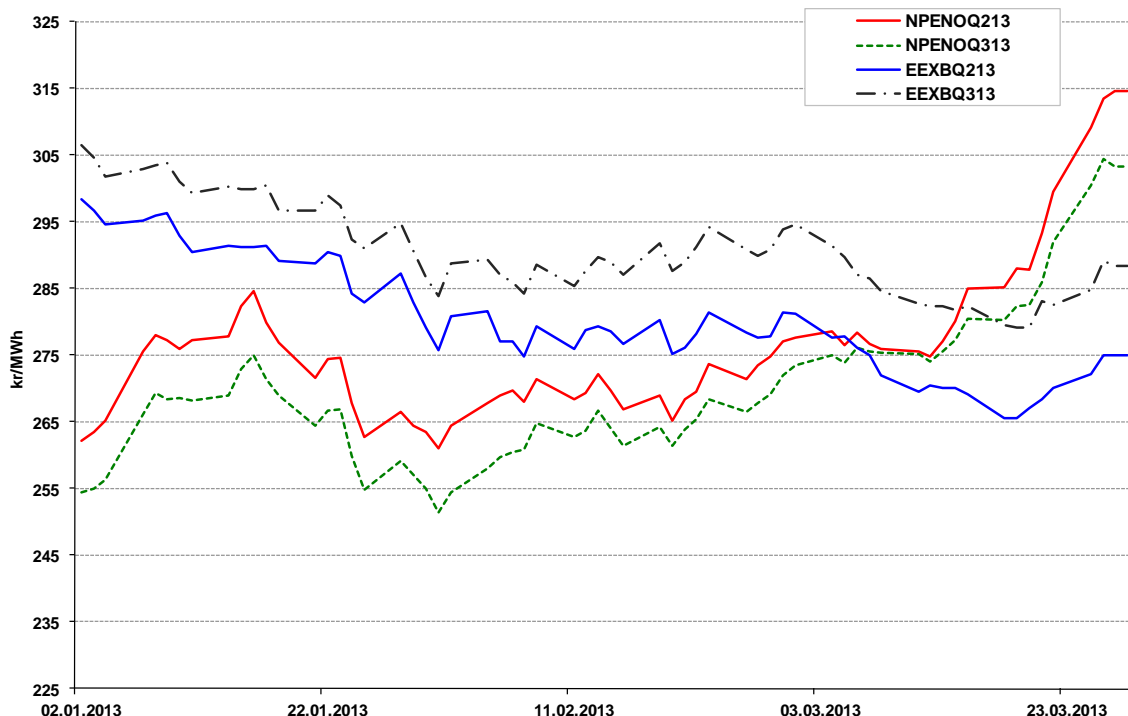
1.7.2 Terminmarknaden

Terminkontraktane gjev eit bilete på dei forventningane aktørar har om kraftprisen fram i tid. I løpet av første kvartal steig prisen for andre kvartalskontrakten med 20 prosent frå 262,1 kr/MWh til 314,6 kr/MWh. Tilsvarande kontrakt for tredje kvartal auka óg høvesvis mykje med ein oppgang frå 254,42 til 303,3 kr/MWh. Det svarar til ein auke på 19,2 prosent.

Endringar i forventningane om den hydrologiske ressursituasjonen er ein viktig årsak til prisendringar på denne marknaden. Det kalde vêret var med på å auke dei nordiske terminprisane frem til 16. januar. Etter at denne kuldeperioden tok slutt, fall prisane fram til 1. februar. Prisane var ved månadsskifte om lag det same som ved starten av 2013. Etter mellom anna eti gradvis større snøunderskot steig prisane ut resten av første kvartal. Mars månad vart monaleg kaldare enn normalt over heile landet. Det førte med seg høg vasskraftproduksjon og raskt lågare fyllingsgrad over heile landet. Frå rundt 12. mars kom ei ny kuldeperiode. I tillegg til det akkumulerande hydrologiske underskotet, gjorde dette at prisane auka kraftig mot slutten av kvartalet.

Prisutviklinga for dei tyske terminkontraktane hadde motsett forteikn. Dei tyske terminkontraktane for andre og tredje kvartal gjekk ned høvesvis 7,8 og 5,9 prosent til 274,9 og 288,5 kr/MWh. Nedgangen kan knyttast til lågare kolpriser og lågare CO₂-prisar. Høgare kapasitet på sol- og vindkraft bidrog óg på å redusere prisane. Kontraktane gjekk ned fram til februar. I løpet av februar varierte prisane lite, og utviklinga fram mot mars månad var ganske flat. Frå fjerde mars var den tyske prisen for andre kvartal lågare enn den nordiske prisen. Det same gjeld for tredjekvartalskontrakten frå 18. mars. Om marknaden forventingar til kraftprisen er riktig, kan ein venta at det vert nettoimport av kraft frå Tyskland til Norden i dei aktuelle kvartala.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalde finansielle kraftkontraktar i første kvartal 2013, kr/MWh. Kjelde: NASDAQ OMX



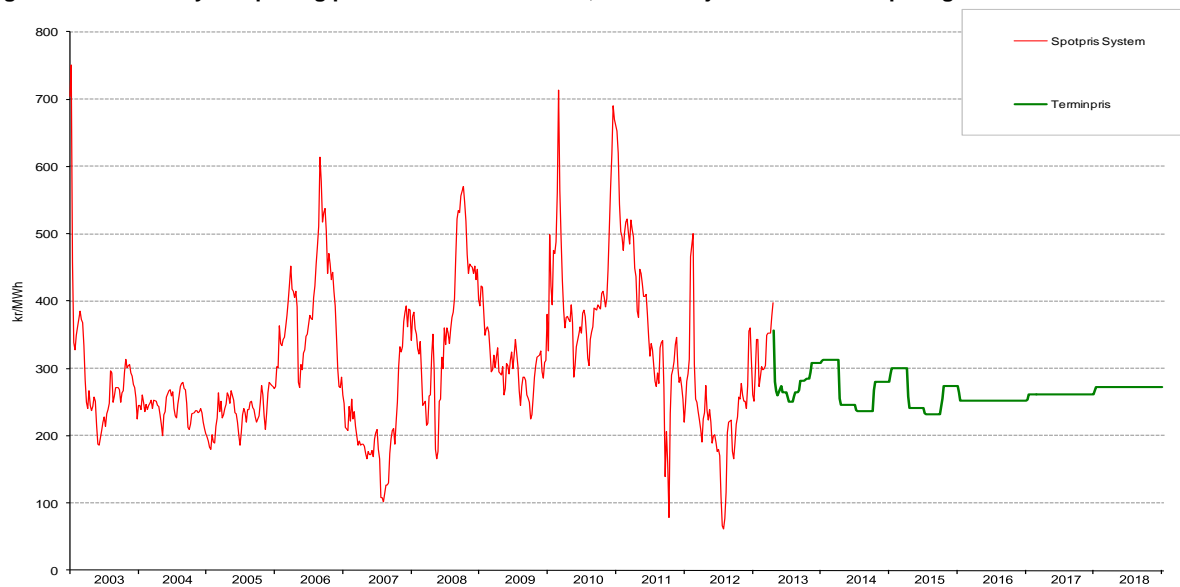
Sidan terminkontraktane på kraftbørsen (NASDAQ OMX) vert handla i euro, vil endringar i valutakursen kunne forklare noko av endringane i terminkontraktane i norske kroner. Ein euro kosta i snitt 7,43 kroner per euro i første kvartal, en oppgang på 6 øre frå fjerde kvartal 2012. Figur 1.7.4. viser utviklinga i euroen sidan 2009 fram til og med første kvartal 2013. Terminkontraktane, som handlast i euro, fekk noko høgare kroneverdi på grunn av utviklinga i valutakursen.

Figur 1.7.4 Valutakurs, norske kroner mot euro. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.7.5 syner vekesnitt av den historiske nordiske systemprisen, og kurven over terminprisen frem til 2018. Figuren syner at marknaden forventar ein pris godt under 300 kr/MWh i snitt i slutten av perioden.

Figur 1.7.5 Nordisk systempris og prisar i terminmarknaden, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot og NASDAQ OMX

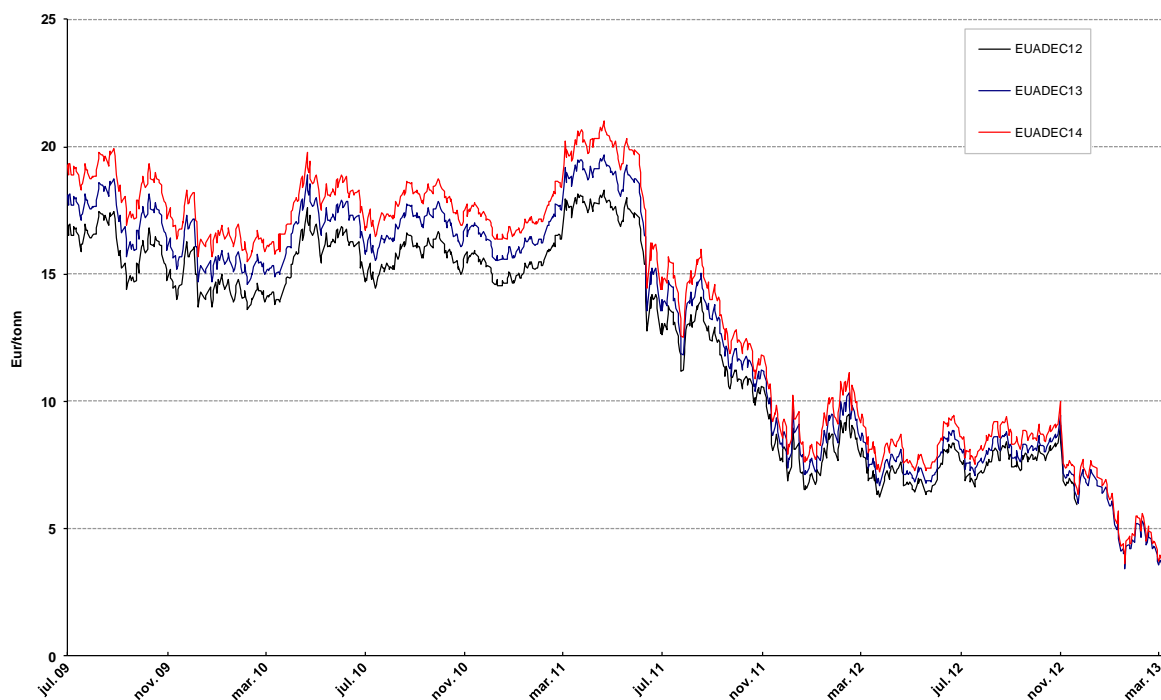


Prisen på CO₂ påverkar prisen på elektrisk kraft då utslippsrettane er ein del av kostnadane i termisk kraftproduksjon. Sjølv om Noreg (og Sverige) har lite kôl- og gasskraft, utvekslar vi kraft med land kor desse produksjonsteknologiane er dominerande. Prisane på desse energivarene har difor påverknad på norske og nordiske kraftprisar. Med dagens brenselsprisar og pris på utslippsrettar er kôlkraft billigare enn gasskraft, men gasskraft kan verte nytta i timer med høg last.

Etter å ha falt monaleg under finanskrisa, stabiliserte prisane på CO₂ og kôl seg i 2009. Gassprisen fortsette å vere volatil. Økonomien viste teikn til betring, noko som óg auka gass og kolprisane. Våren 2011 inntraff Fukushima-ulykka. Det førte til stenging av alle atomkraftverk i Japan, og av gamle reaktorer i Europa. Mindre kjernekraft i Europa førte igjen til auka etterspurnad etter gass, kol og dermed utslippsrettar av CO₂. Utover 2011 sank CO₂ og kullprisane. Det heng saman med gjeldskrisa i fleire Euro-land, som senka den økonomiske aktiviteten og dermed etterspurnaden etter kôl, gass og CO₂. Gassprisane held seg likevel oppe grunna mellom anna høg LNG-etterspurnad. Ein kortvarig streik i norsk petroleumssktor var med på å auke prisane andre halvdel av 2012. Fram mot vinteren 2012/2013 auka prisane igjen grunna auka oppvarmingsbehov.

Forsøk frå EU-kommisjonen på å helde tilbake kvotar frå marknaden for å støtte prisen på CO₂ fram til 2017 har ikkje lykkast. Det har medverka til fallet i prisane som ein kan sjå i figur 1.7.6 frå november 2012. Siste handelsdag i første kvartal vart utslippsrettar handla for 4,8 euro/tonn, mens gjennomsnittsprisen vart 7,7 euro/tonn. Prisen på utslippsrettar for 2013 falt med 38 prosent igjennom kvartalet. Dette auka lønnsmda til produksjonen av kôl- og gasskraft siste kvartal, men kôlkraften høvesvis meir grunna at kol slipp ut meir CO₂ enn gass.

Figur 1.7.6 Prisutvikling på utslippsrettar for CO₂ i EU ETS, euro/tonn. Kjelde: Nord Pool Spot



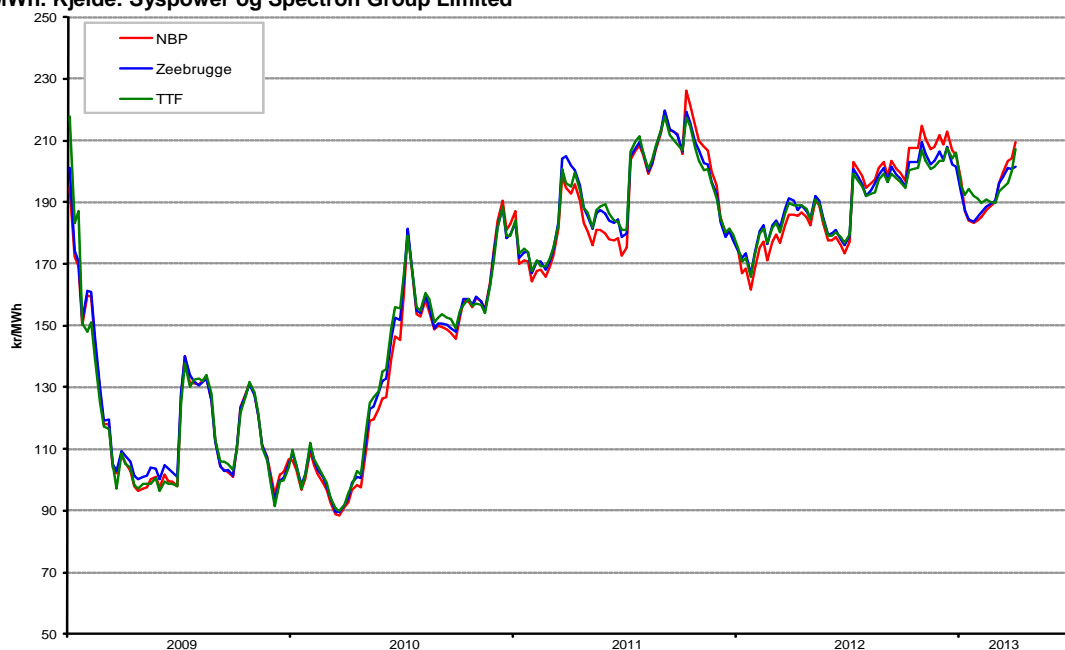
Snittprisen på kôl for første kvartal 2013 vart 88,4 dollar per tonn, noko som er ein nedgang på 3,4 dollar frå gjennomsnittet i fjerde kvartal i fjor. Høgt tilbod frå kôleksportørane, gode lagerbeholdningar og redusert økonomisk aktivitet medverkar til prisnedgangen. Med ein antatt nyttegrad på 40 prosent til kraftproduksjon utgjer brenselskostnaden rundt 160 kr/MWh i snitt for første kvartal. Då er kostnadar knytta til utslippsrettar av CO₂ ikkje medregna.

Figur 1.7.7 Kôlpris (API2) for etterføljande kvartal, dollar/tonn, Europa. Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited



Gjennom første kvartal auka prisen for gass med leveranse neste kvartal 12 prosent til 209 kr/MWh, referert NBP. I snitt vart frontprisen på naturgass handla for 192,5 kr/MWh i første kvartal 2013. Det er 7,5 prosent lågare enn snittprisen for førre kvartal, og heng saman med redusert oppvarmingsbehov for neste kvartal. Denne nedgangen har medverka til lågare brenselkostnad på elektrisitet produsert i gasskraftverk. Med ein antatt nyttegrad på 55 prosent utgjer det ein brenselpris for elkraftproduksjon på 381 kr/MWh. Kostnaden til utsleppsrettar av CO₂ kjem i tillegg.

Figur 1.7.8 Gassprisar for etterføljande kvartal i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2009 – 2013, kr/MWh. Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited



1.8 Sluttbrukarmarknaden

1.8.1 Hushaldsmarknaden

Tørt og kaldt v r saman med lågare magasininnhald medverka til å auke den gjennomsnittlege prisen på straum for hushaldskundar over heile landet fr  fjerde kvartal 2012 til første kvartal 2013.

Tabell 1.8.1 syner gjennomsnittlegestraumprisane for hushaldsmarknaden.⁴ Gjennomsnittsprisen for straum levert på spotpriskontrakt varierte mellom 35,8 øre/kWh og 45,4 øre/kWh i dei fem ulike elspotområda i første kvartal 2013. Dette svarar til ein auke på mellom 6,2 øre/kWh og 8,8 øre/kWh samanlikna med fjerde kvartal 2012.

Gjennomsnittsprisen for straum levert på standardvariabelkontrakt var i første kvartal 2013 på 42,9 øre/kWh, det vil sei 11,6 øre/kWh høgare enn i fjerde kvartal 2012.⁵

For eitt rige og treårige fastpriskontraktar var gjennomsnittsprisen i første kvartal 2013 på høvesvis 41,6 øre/kWh og 43,8 øre/kWh. For eitt rige fastpriskontraktar var dette 1,2 øre/kWh høgare samanlikna med fjerde kvartal i 2012, medan for treårige fastpriskontraktar var prisen uendra fr  kvartalet f r.

Samanliknar ein gjennomsnittprisane for straum levert på spotpriskontrakt i første kvartal 2013 med tilsvarende pris i første kvartal 2012, l g prisane mellom 5,5 øre/kWh og 8 øre/kWh høgare i 2013. Ein auke i elsertifikatplikta fr  2012 til 2013 har truleg ført til ein auke i straumprisen for hushaldskundar, så fr  og med veke 1 2013 vart påslaget som NVE nyttar i berekninga av prisen for spotpriskontraktar endra fr  2,6 øre/kWh (inkl. mva) til 3,1 øre/kWh (inkl. mva.) som følgje av dette.

Høgare prisar for straum levert på spotpriskontraktar har også ført til at dei samla utgiftane til straum (inkl. nettleige og avgiftar) for hushaldskundar i første kvartal 2013 var høgare enn for tilsvarende kvartal i 2012. For ein representativ hushaldskunde i Aust-Noreg med straum levert på spotpriskontrakt

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

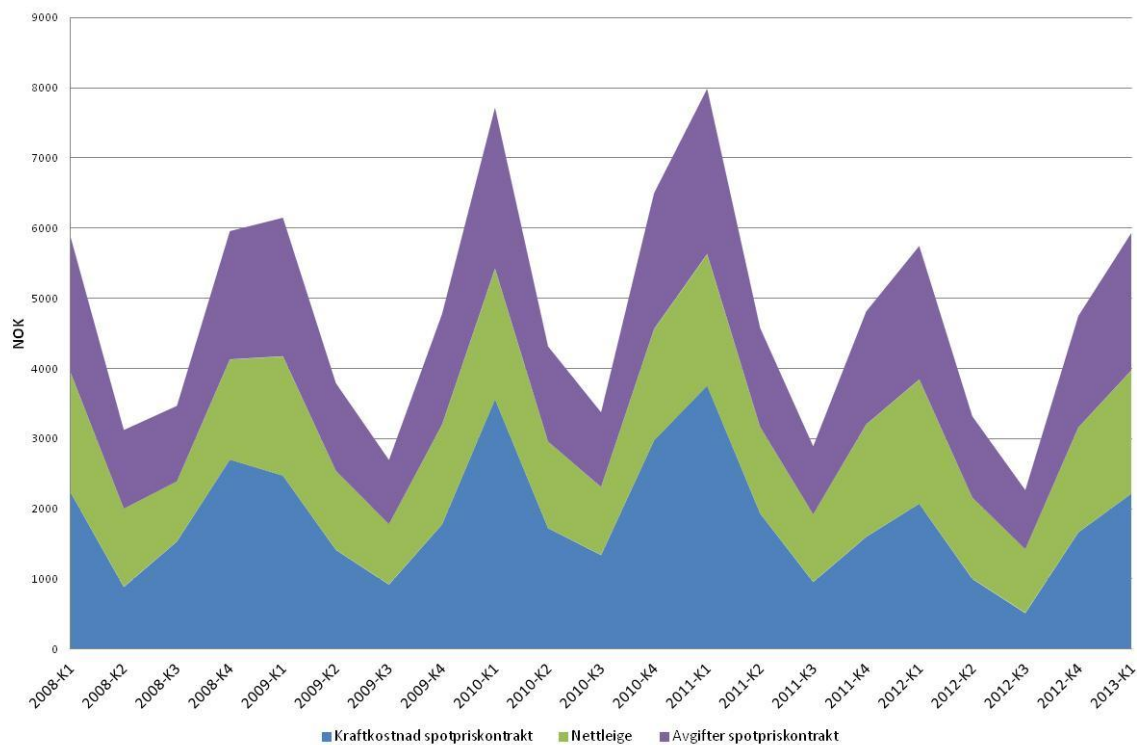
Prisar på kontraktar	1. kv. 2013	Endring frå 4. kv. 2012 (�re/kWh)	Endring frå 1. kv. 2012 (�re/kWh)
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	45,4	8,8	8,0
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	45,4	8,8	7,6
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	44,7	7,6	6,9
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	35,8	6,2	5,5
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	44,7	7,6	6,9
Standardvariabelkontrakt	42,9	11,6	4,1
1-�rig fastpriskontrakt	41,6	1,2	-2,6
3-�rig fastpriskontrakt	43,8	0,0	-2,5

⁴ Tabell 1.8.1 viser gjennomsnittlege prisar for ulike kraftkontraktar og er oppgitt i øre/kWh. Prisane for standardvariabelkontrakt er eit gjennomsnitt av eit utval standardvariabelkontraktar tilbode i over ti kommunar på Konkurransetilsynets prisoversikt. Dei gjennomsnittlege omr deprisane for spotpriskontraktar inkluderar eit påslag på 3,1 øre/kWh, som ein antek å vere det gjennomsnittlege påslaget på spotpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år. Alle prisar inkluderar mva. bortsett frå spotpriskontraktar for Nord-Noreg (NO4) sidan kundar i Nordland, Troms og Finnmark er fritekne fr  mva. på straum.

⁵ Snitt av standardvariabelkontraktar tilbode i fleire enn 10 kommunar på kraftprisoversikta til Konkurransetilsynet

var straukostenaden (inkl. nettleige og avgiftar) for heile kvartalet på 5931 kroner.⁶ Samanlikna med første kvartal i 2012, var dette ein oppgang på 3,1prosent. Figur 1.8.1 visar straukostenadene knytt til spotpriskontrakt (inkl. nettleige og avgiftar) for dei siste fem åra i elspotområde Aust-Noreg, og visar at sjølv om det var ein auke i dei samla utgiftene til strau i første kvartal 2013 samanlikna med tilsvarande kvartal i 2012, var ikkje utgiftnivået spesielt høgt samanlikna med det første kvartalet i åra 2008-2011.

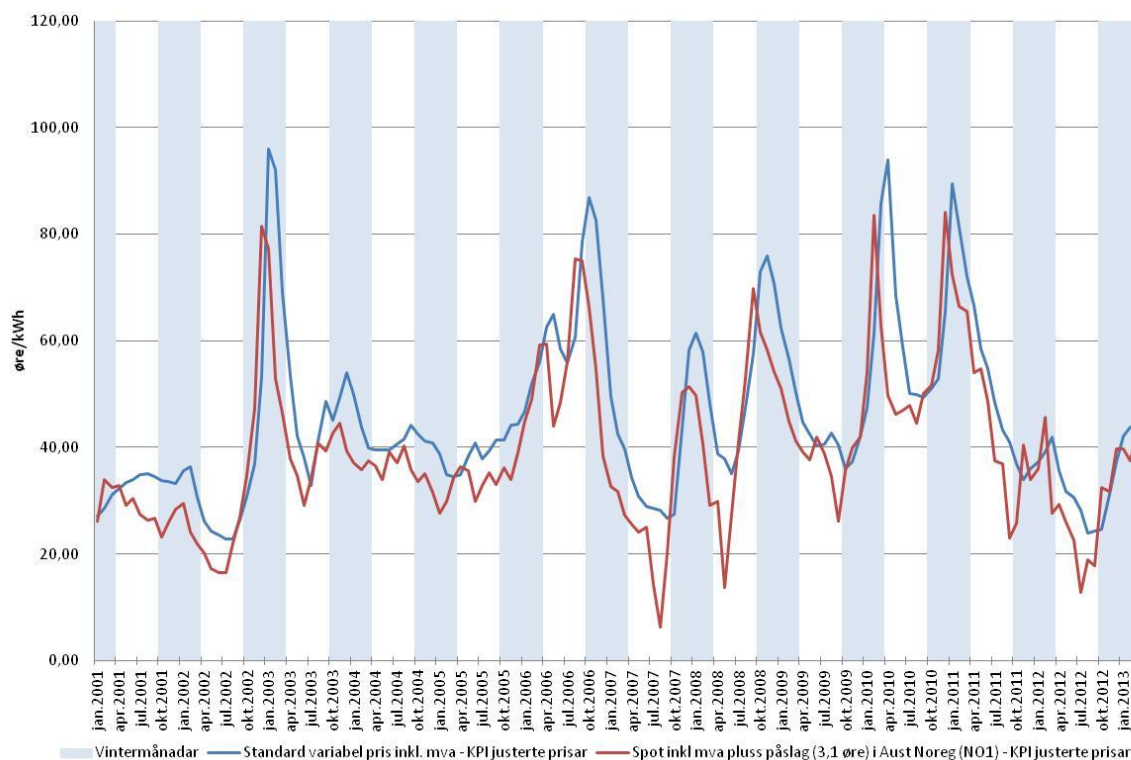
Figur 1.8.1 Kvartalsvis kraftkostnad (spotpriskontrakt for elspotområde Aust-Noreg), nettleige, forbruksavgift og mva. i NOK. Alle prisane er KPI justert (Ref = september 2012). Kjelder: Konkurransetilsynet, SSB og NVE.



For ein representativ hushaldskunde i elspotområde Aust-Noreg med strau levert på standardvariabelkontrakt var straukostenaden (inkl. nettleige og avgiftar) 6006 kroner i første kvartal 2013. Det er 75 kroner høgare enn for ein representativ hushaldskunde med strau levert på spotpriskontrakt. Historisk har det vore ein nær samanheng mellom elspotprisen og den gjennomsnittlege standardvariabelprisen. Figur 1.8.2 visar utviklinga i månadleg gjennomsnittleg straupris for ein spotpriskontrakt i Aust-Noreg og for ein gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt. Her kan ein sjå at prisen for dei to kontrakttypane følgde kvarandre jamnt gjennom det første kvartalet i 2013.

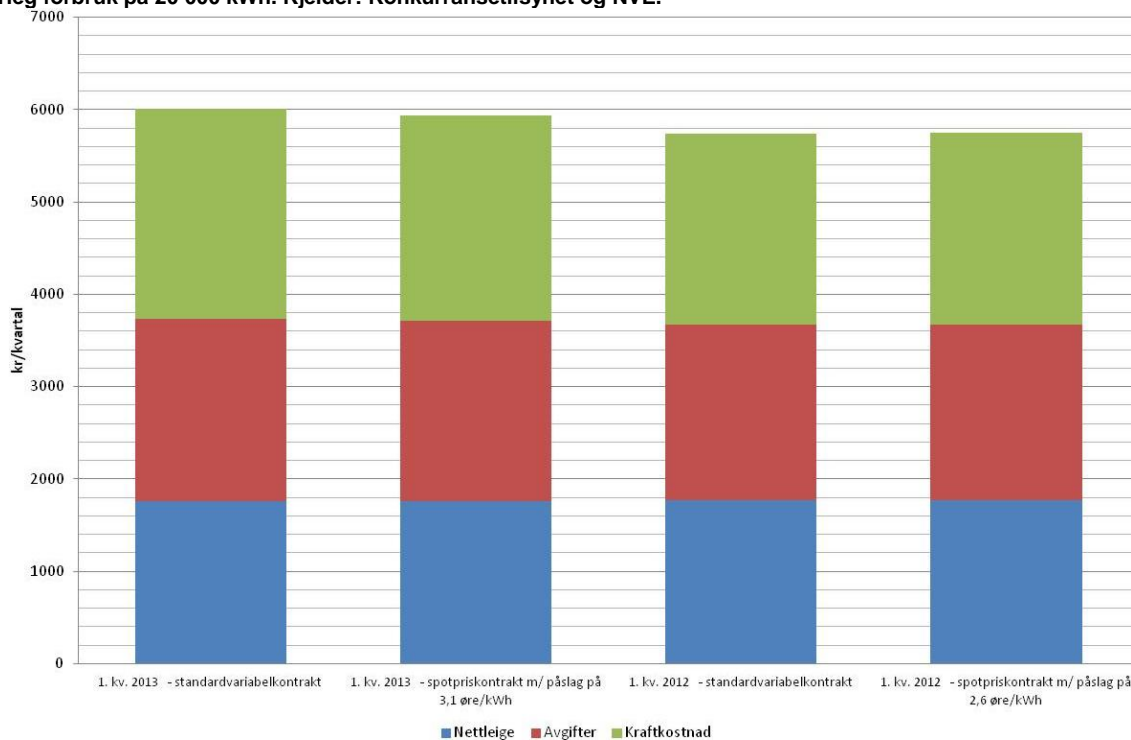
⁶ Berekninga legg til grunn strauprisen i elspotområde Aust-Noreg, eit forbruk på 20 000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg temperaturkorrigert forbruksprofil, og ein nettleige tilsvarande landsgjennomsnittet.

Figur 1.8.2 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 inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE



Figur 1.8.3 visar at dei samla utgiftene (inkl. nettleige og avgiftar) til straum for hushaldskundar på spotpriskontraktar og standardvariabelkontraktar var jamne i første kvartal 2013.

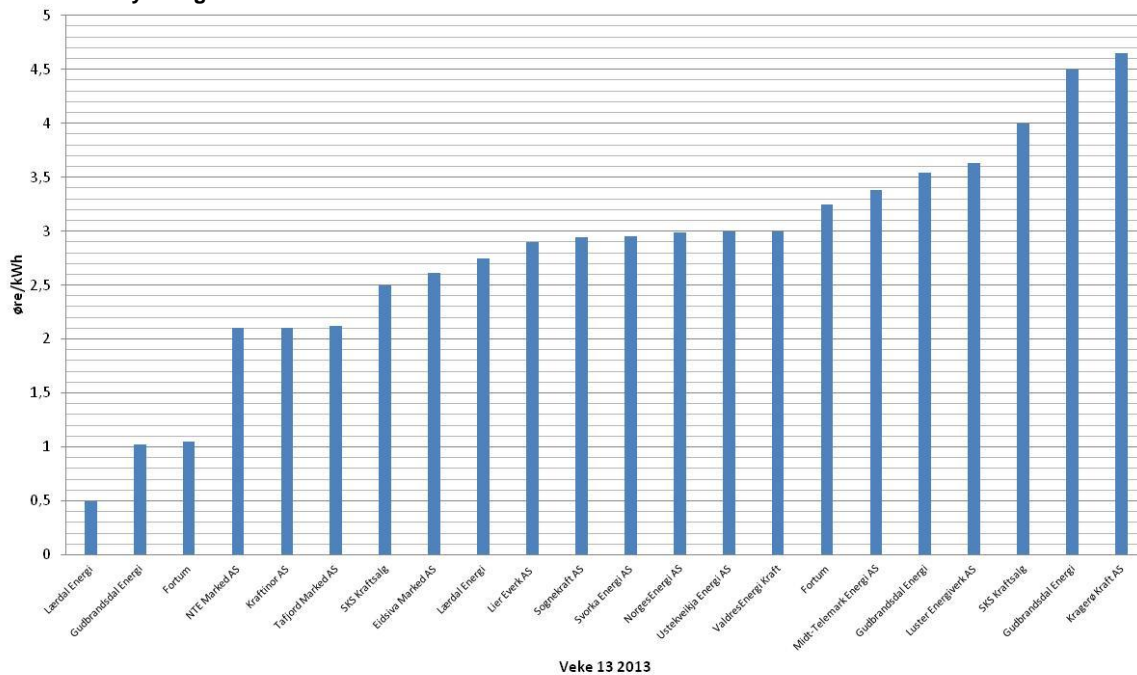
Figur 1.8.3 Totalkostnad i første kvartal 2013 og første kvartal 2012 til kraft, nettleige og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



Påslag på spotpriskontraktar

Det som skiljar dei ulike spotpriskontraktane tilbodne i marknaden er i hovudsak storleiken på påslaget. Figur 1.8.4 viser det faktiske påslaget for spotpriskontraktar som vart tilbodne i Oslo i veke 13 2013. Figuren baserar seg på eit antatt forbruk på 20 000 kWh per år og gjeld kontraktar med etterskotvis fakturering. Frå figuren ser ein at i veke 13 varierte påslaget på spotprisen fra 0,5 øre/kWh til 4,65 øre/kWh. Det vil seie at om ein brukar 20 000 kWh i året, utgjer denne skilnaden mellom lågast og høgast påslag 830 kroner per år uavhengig av om spotprisen er låg eller høg. Brukar ein Konkurransetilsynet sin kraftprisoversikt, kan ein finne ein tilsvarande samanstilling for kvar kommune i landet.

Figur 1.8.4 Påslag på spotpriskontraktar tilbodne i Oslo 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



1.8.2 Næringsmarknaden

Tal for næringsmarknaden mottok NVE frå SSB. Sidan kvartalsrapporten til NVE vert publisert før SSB publiserar tal for næringsmarknaden for det føregåande kvartalet, presenterar NVE tal for næringsmarknaden med eitt kvartals etterslep. Tabell 1.8.2 vil såleis presentere kraftprisar i næringsmarknaden for 4. kvartal 2012.

Det var ein auke i prisen for straum levert på dei fleste kontrakttypar frå tredje til fjerde kvartal 2012, og den største auken var knytt til prisen for straum levert på spotpriskontraktar. Grunna ein generell auke i elspotprisen i alle elspotområda frå fjerde kvartal 2012 til første kvartal 2013 er det rimeleg å anta at prisen for straum til kundar i næringsmarknaden også var høgare i første kvartal 2013 enn i fjerde kvartal 2012.

Tabell 1.8.3 viser ein oversikt over kontraktval blant næringskundar. I fjerde kvartal 2012 hadde dei fleste næringskundane innafor tenesteytande næringar (81,1 prosent) og industri (81,5 prosent) straum levert på spotpriskontraktar.

Tabell 1.8.2 Kraftprisar ekskl. avgiftar i Noreg for næringskundar. Kjelde: SSB

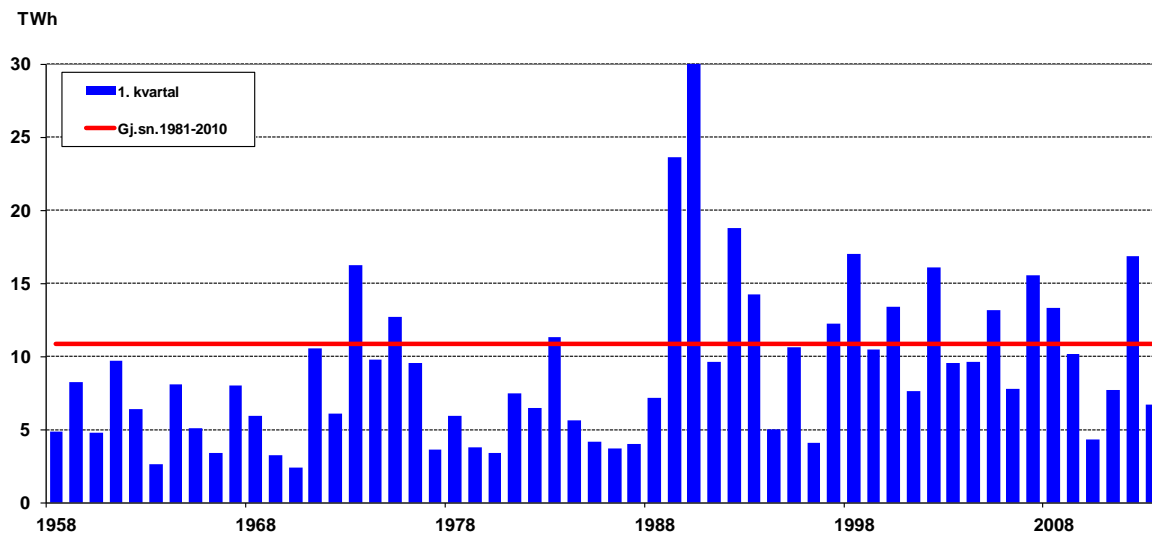
	4. kvartal 2012	3. kvartal 2012	4. kvartal 2011	Endring frå 3. kvartal 2012
Tenesteytande næringar				
Nye fastpriskontraktar	36,2	35,5	38,6	0,7
Eldre fastpriskontraktar	34,7	34,6	39,1	0,1
Spotpriskontrakt	31,2	16,7	36,5	14,5
Variabelpriskontraktar	28,2	23,1	33,2	5,1
Industri utanom kraftkrevjande industri				
Nye fastpriskontraktar	36,2	33,8	39,1	3,1
Eldre fastpriskontraktar	34,7	35,9	27,3	-0,2
Spotpriskontrakt	31,2	16,4	35,0	13,4
Variabelpriskontraktar	28,2	25,1	34,0	5,6
Kraftkrevjande industri				
Fastpriskontraktar og ikkje marknadsbestemte prisar	26,9	...	18,0	...
Spotpriskontrakt	26,1	16,8	34,6	9,3

Tabell 1.8.3 Klassifisering av næringskundar etter omsatt volum på ulike straumavtalar i prosent. Kjelde: SSB

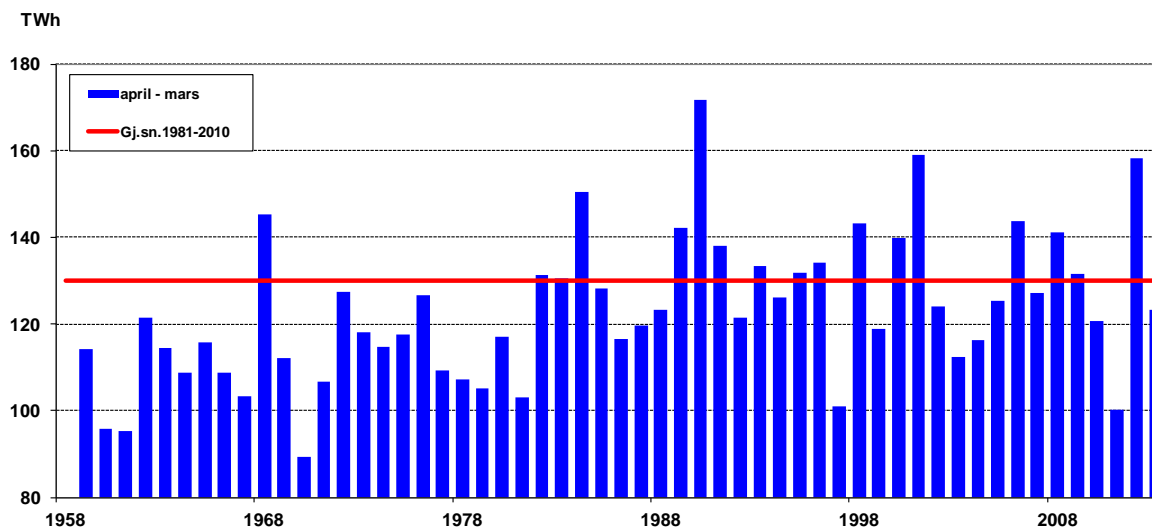
Tenesteytande næringskundar (prosent)	4. kvartal 2012	3. kvartal 2012	4. kvartal 2011
Fastpriskontraktar	11	13,8	14,4
Kontraktar knytt til elspotprisen	81,1	82,2	76,9
Variabelpriskontraktar	7,9	4	8,8
Industrikundar (inkl. treforedling) bortsett frå kraftkrevjande industri			
Fastpriskontraktar	16,1	15,8	71,1
Kontraktar knytt til elspotprisen	81,5	80,8	27,9
Variabelpriskontraktar	2,4	3,3	2
Kraftkrevjande industri			
Fastpriskontraktar og ikkje marknadsbestemte prisar	92,8	93,4	41
Kontraktar knytt til elspotprisen	7,2	6,6	59

2 Vedlegg

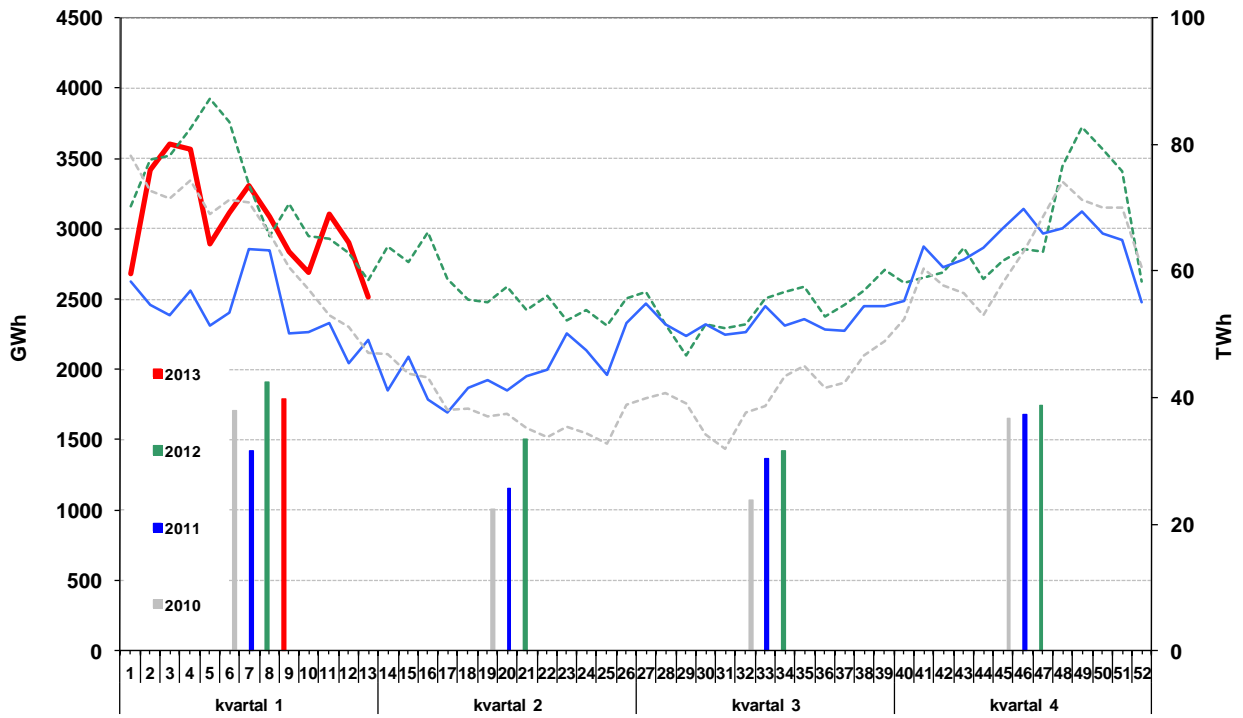
Figur 2.1 Tilsig i Noreg i 1. kvartal 1958 - 2013. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot



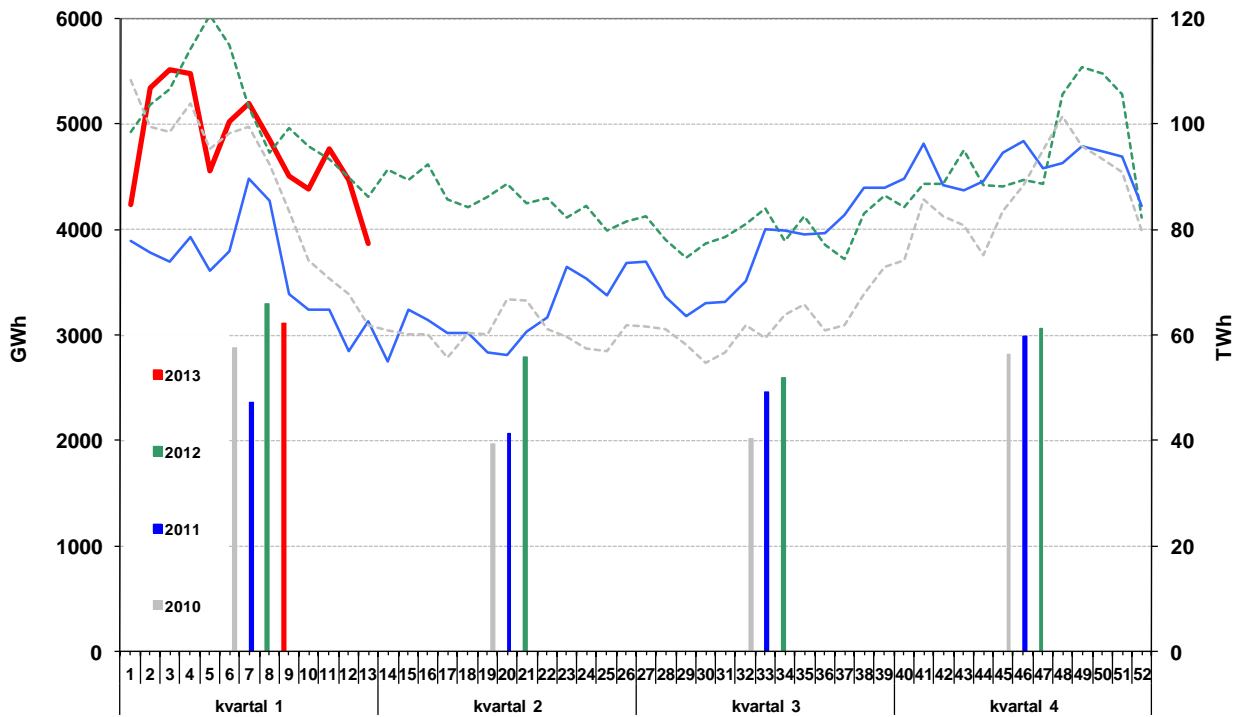
Figur 2.2 Tilsig i Noreg for 12 måneders perioden april - mars for åra 1958 til 2013. Merk at x-aksen kryssar ved 80 TWh. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot



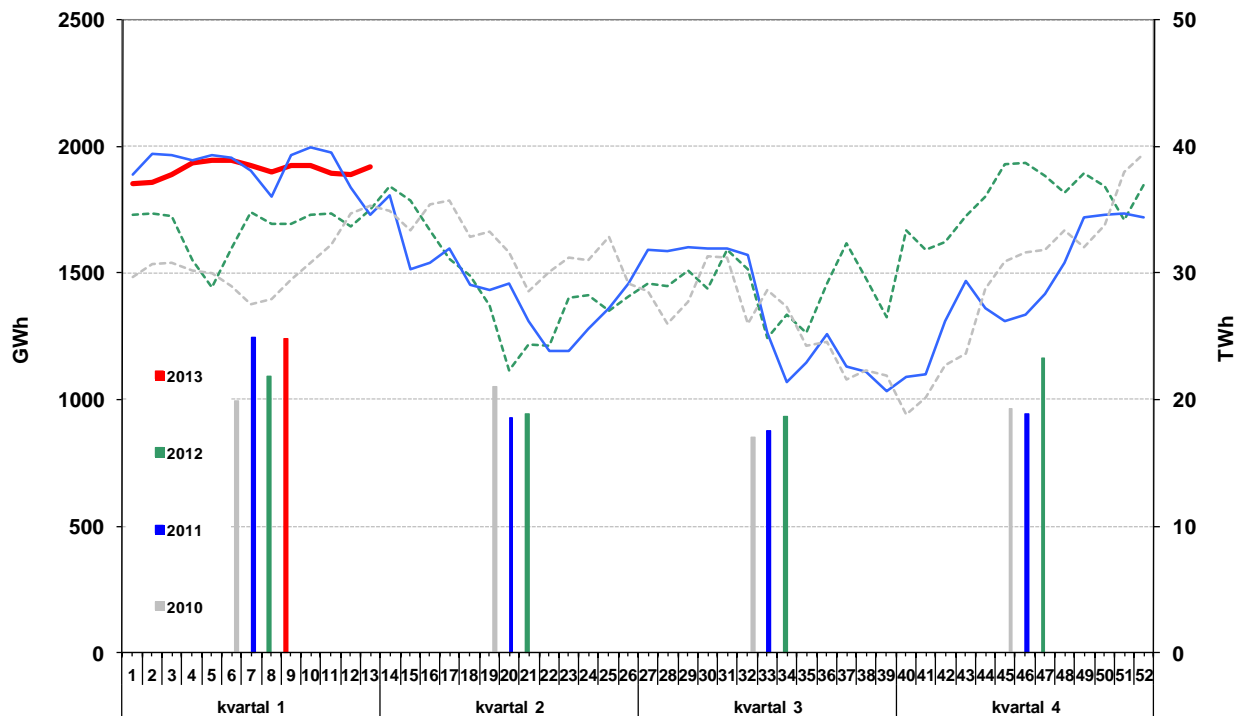
Figur 2.3 Norsk kraftproduksjon, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



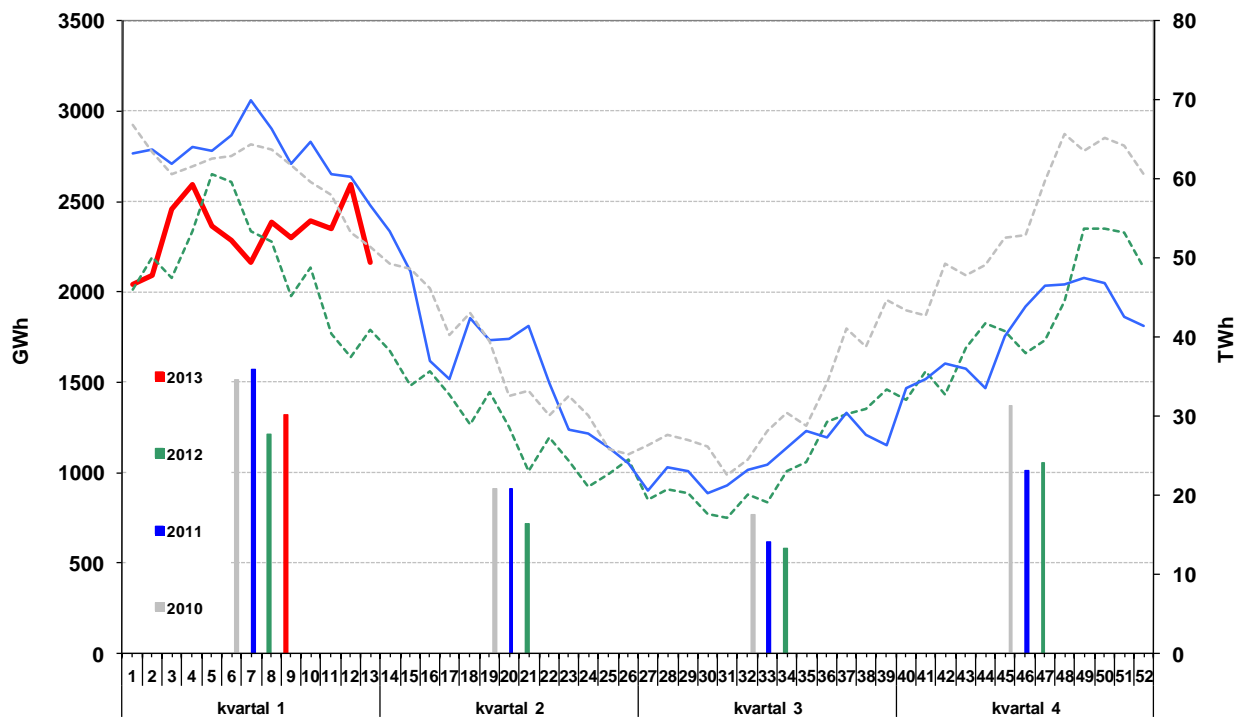
Figur 2.4 Nordisk vasskraftproduksjon, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



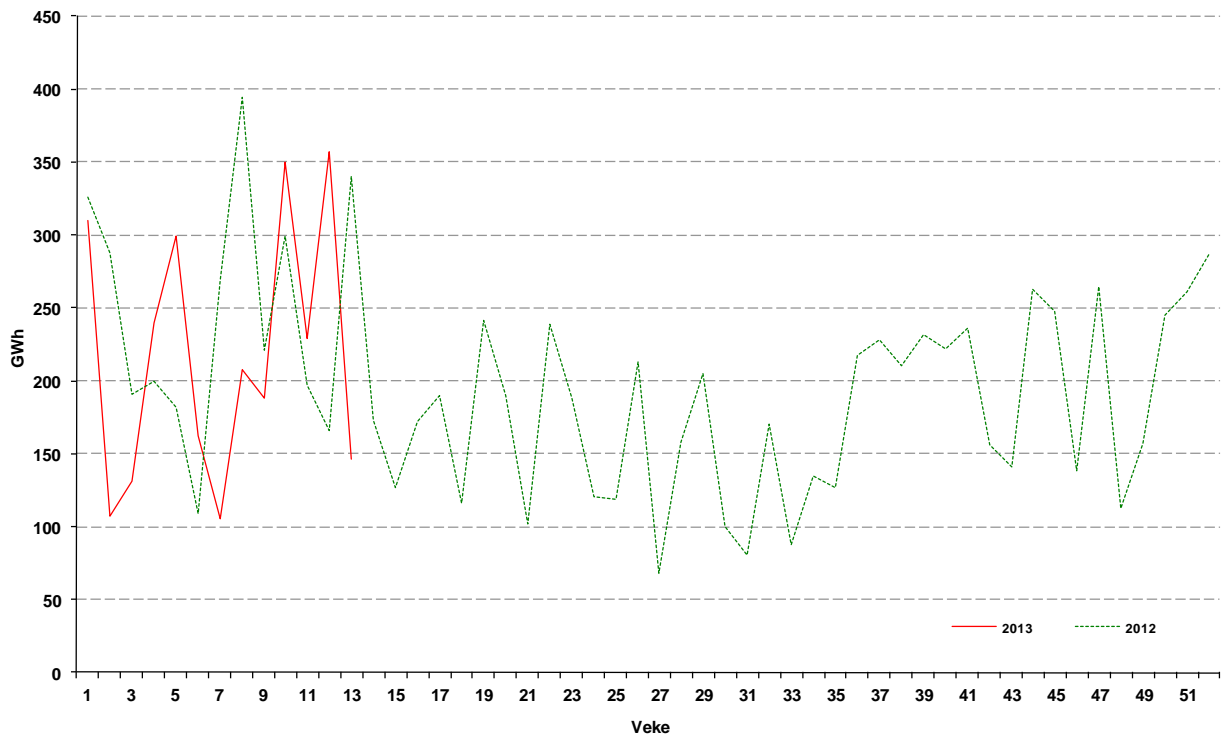
Figur 2.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



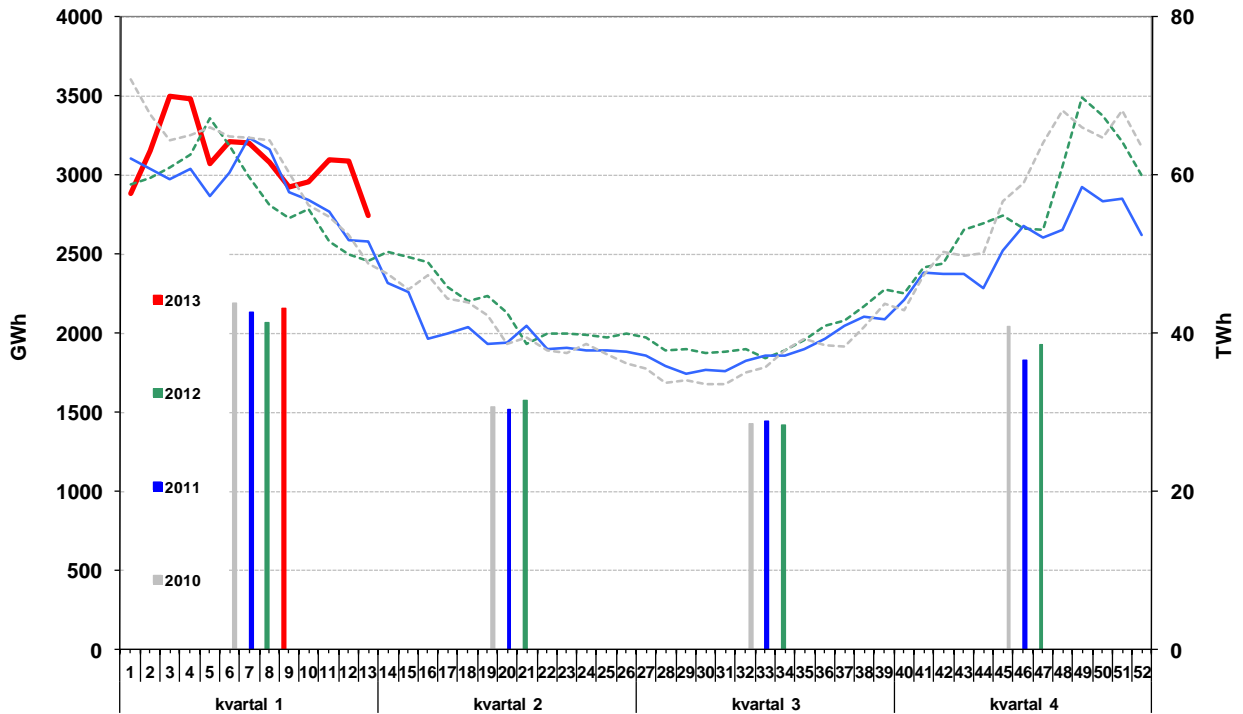
Figur 2.6 Anna nordisk kraftproduksjon, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



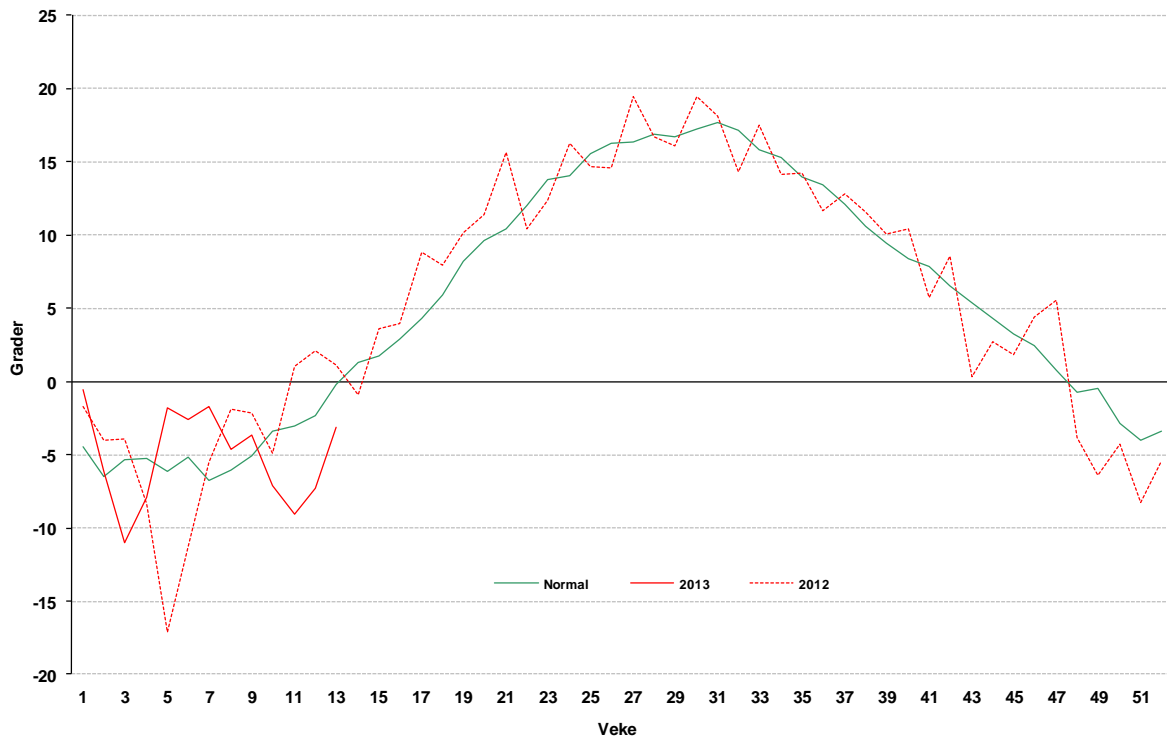
Figur 2.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2012 - 2013 GWh/veke. Kjelde: Energinet.dk, SysPower



Figur 2.8 Norsk forbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



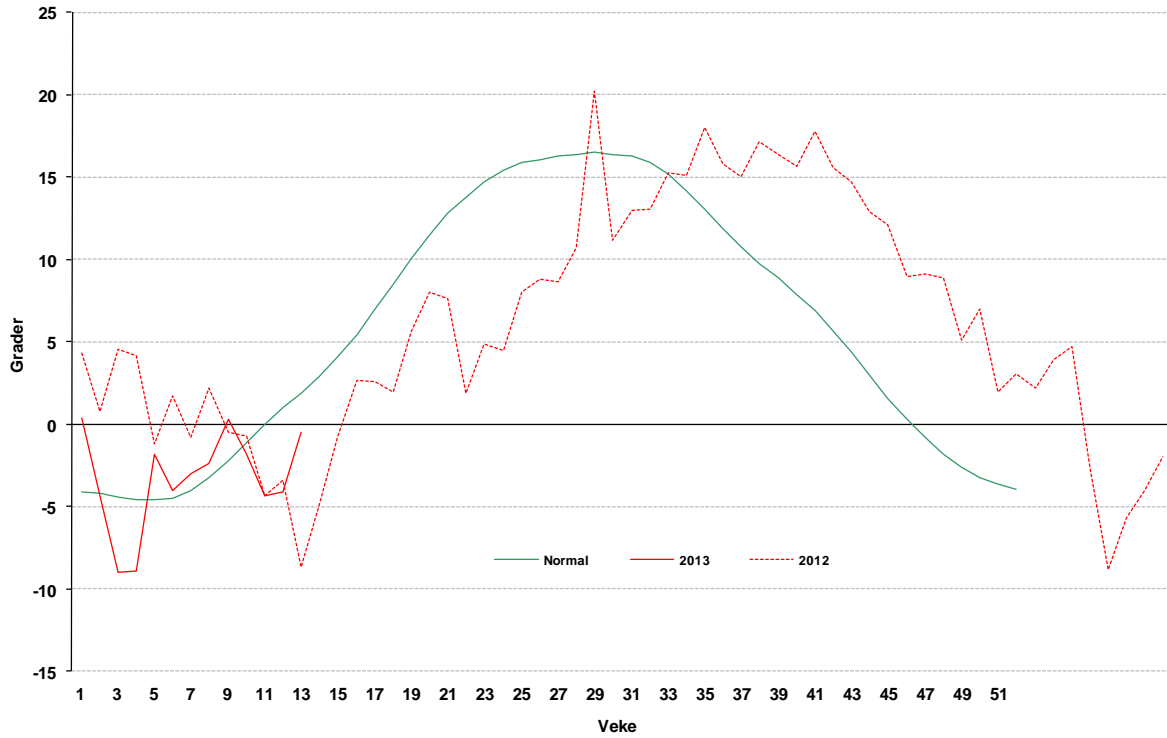
Figur 2.9 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2012 og 2013, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



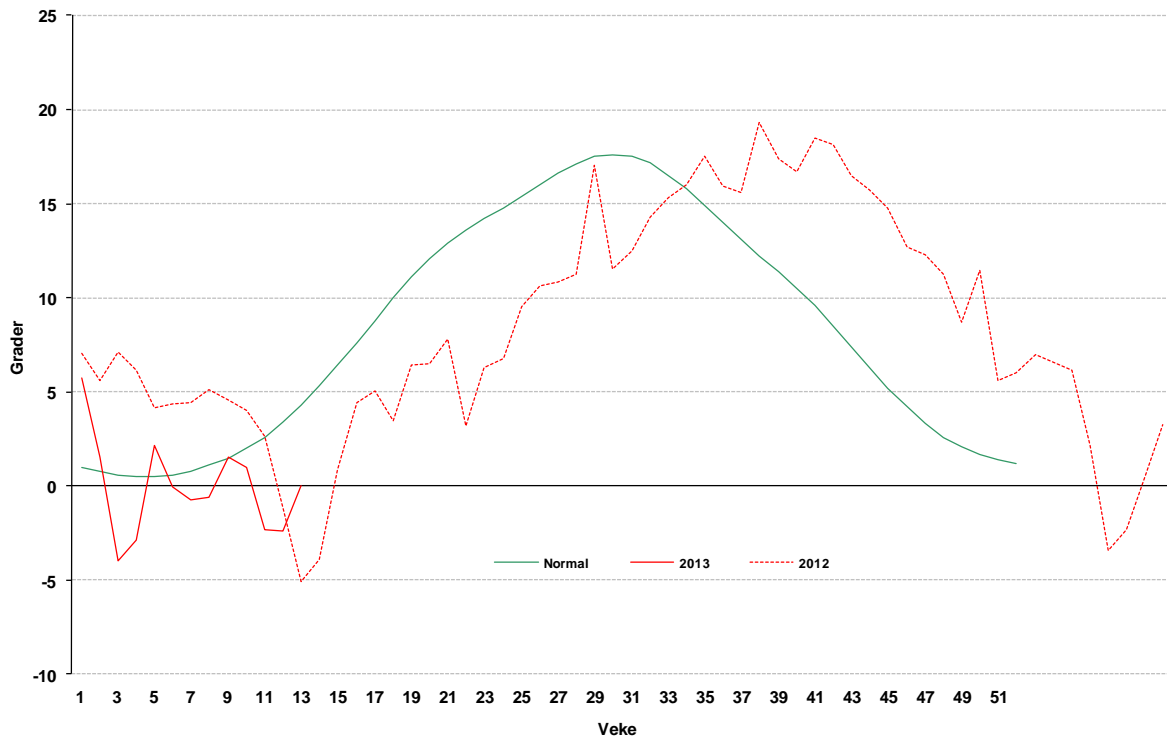
Figur 2.10 Temperaturutvikling - Stockholm, 2012 og 2013, Celsius. Kjelde: Nord Pool



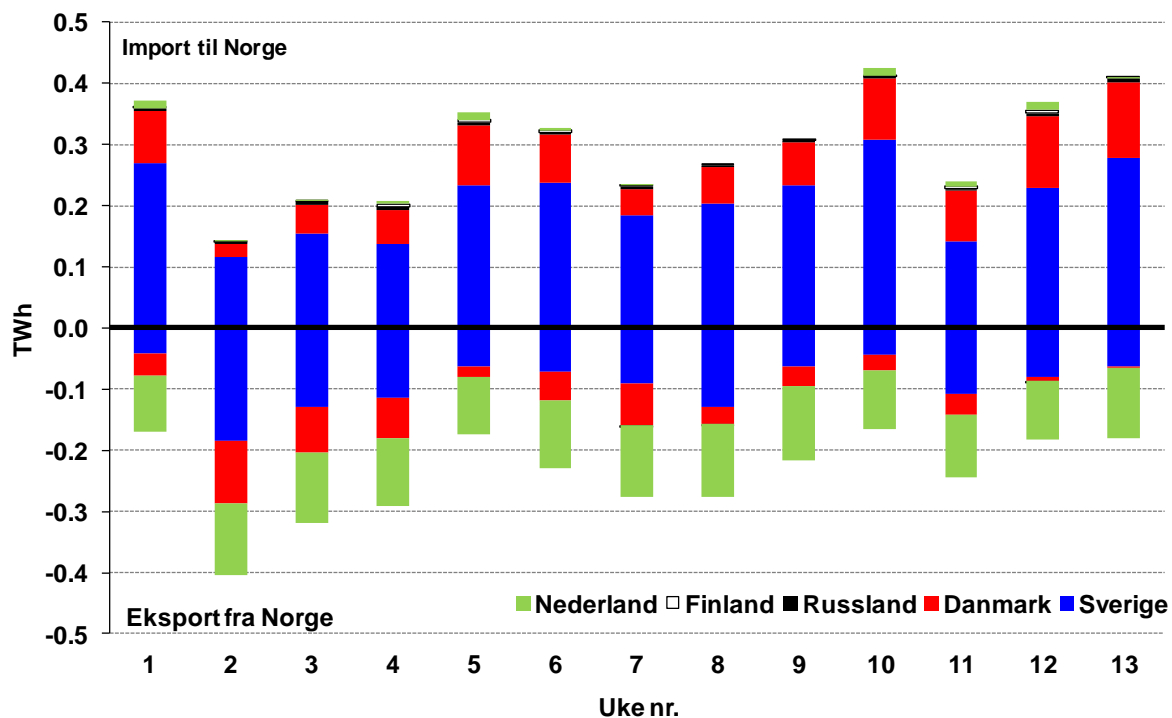
Figur 2.11 Temperaturutvikling - Oslo, 2012 og 2013, Celsius. Kilde: Nord Pool



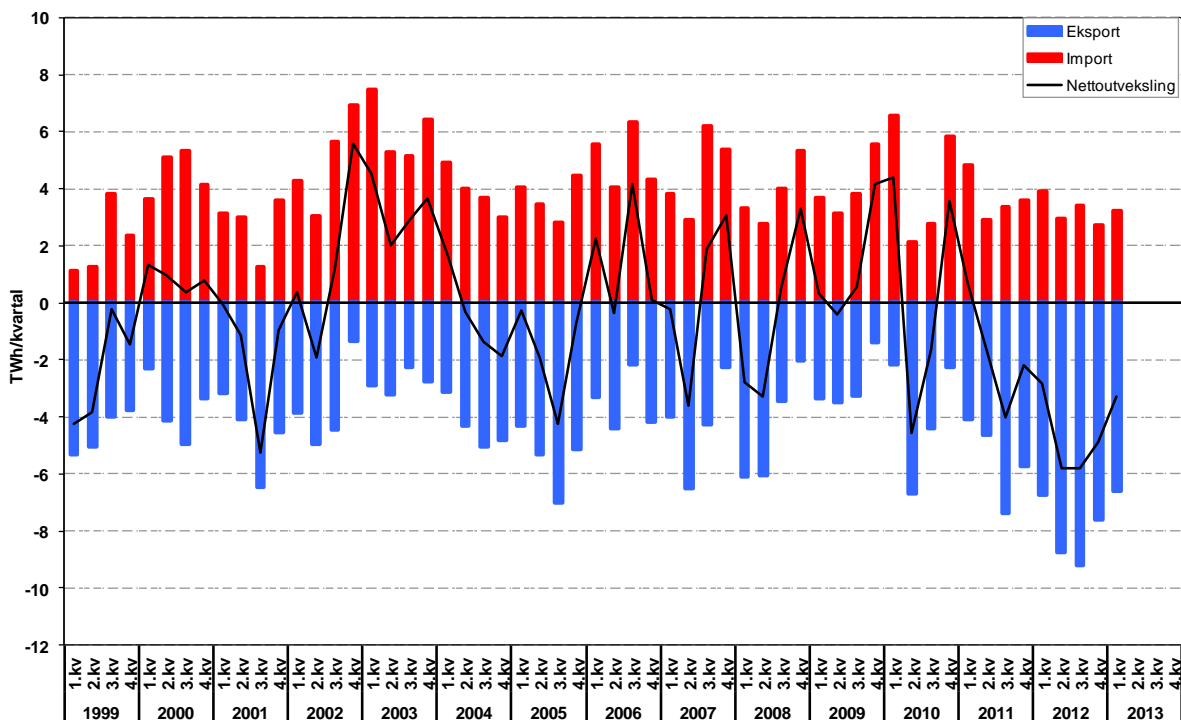
Figur 2.12 Temperaturutvikling - København, 2012 og 2013, Celsius. Kilde: SysPower/SMHI



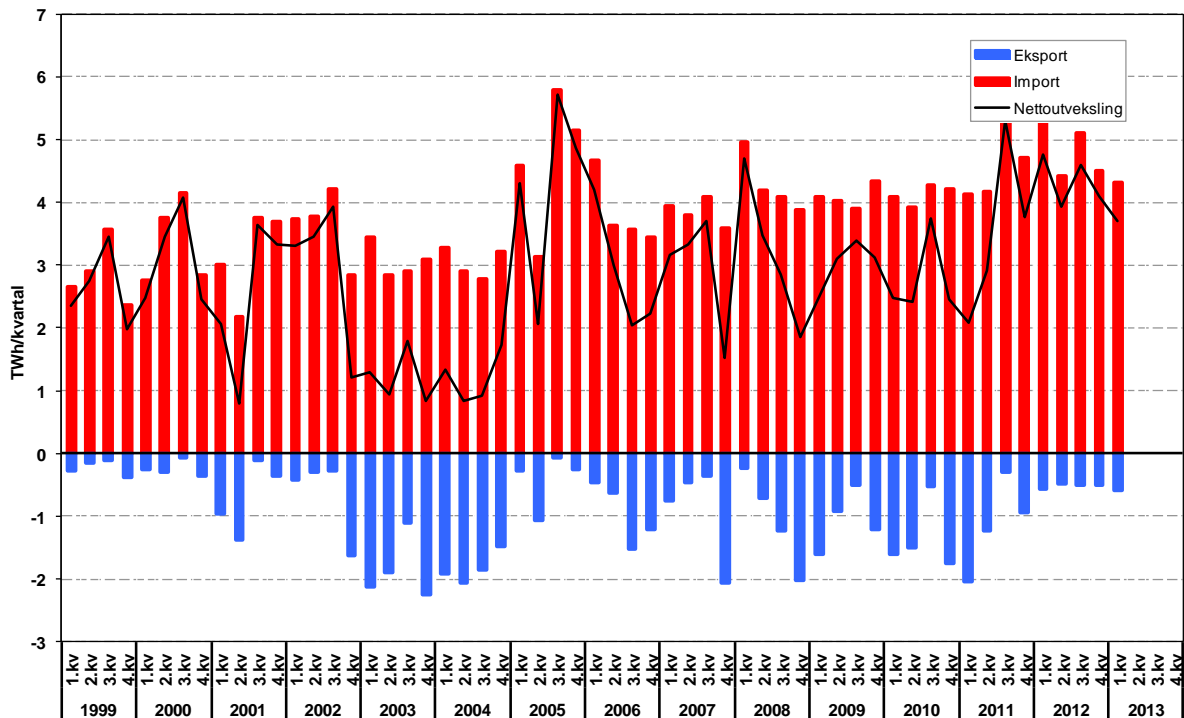
Figur 2.13 Norsk utveksling av kraft i første kvartal 2013, TWh. Kjelde: Nord Pool.



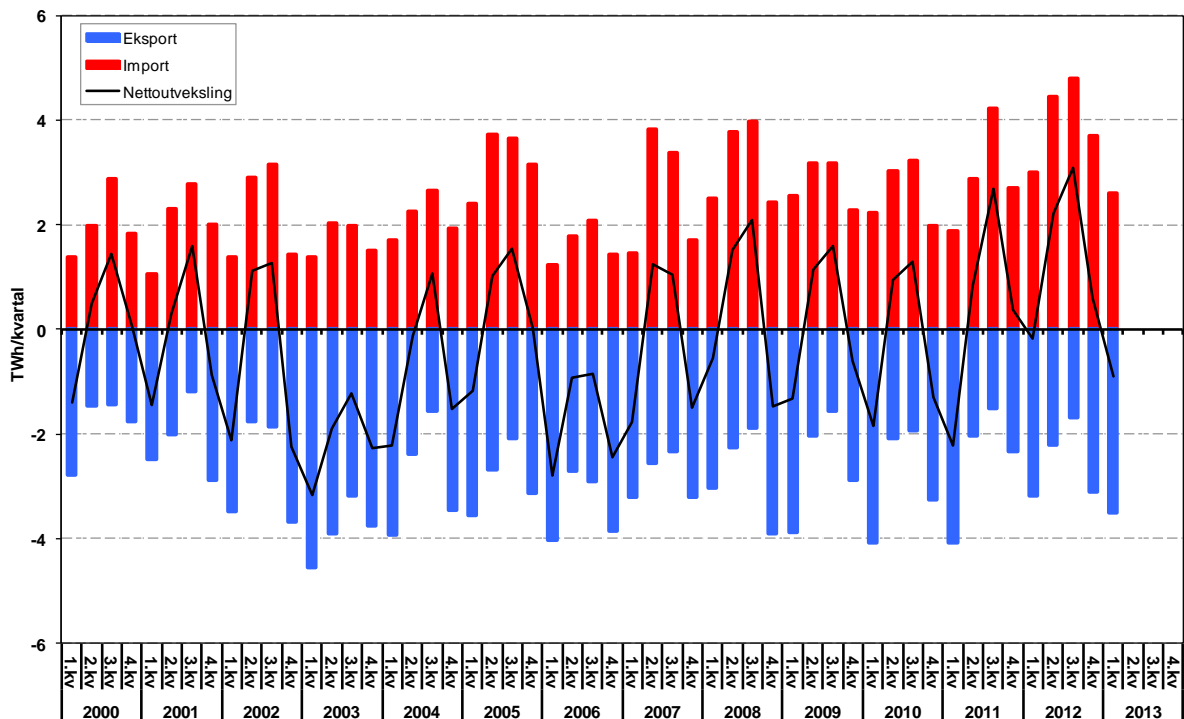
Figur 2.14 Import/eksport Sverige, 1999-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool.



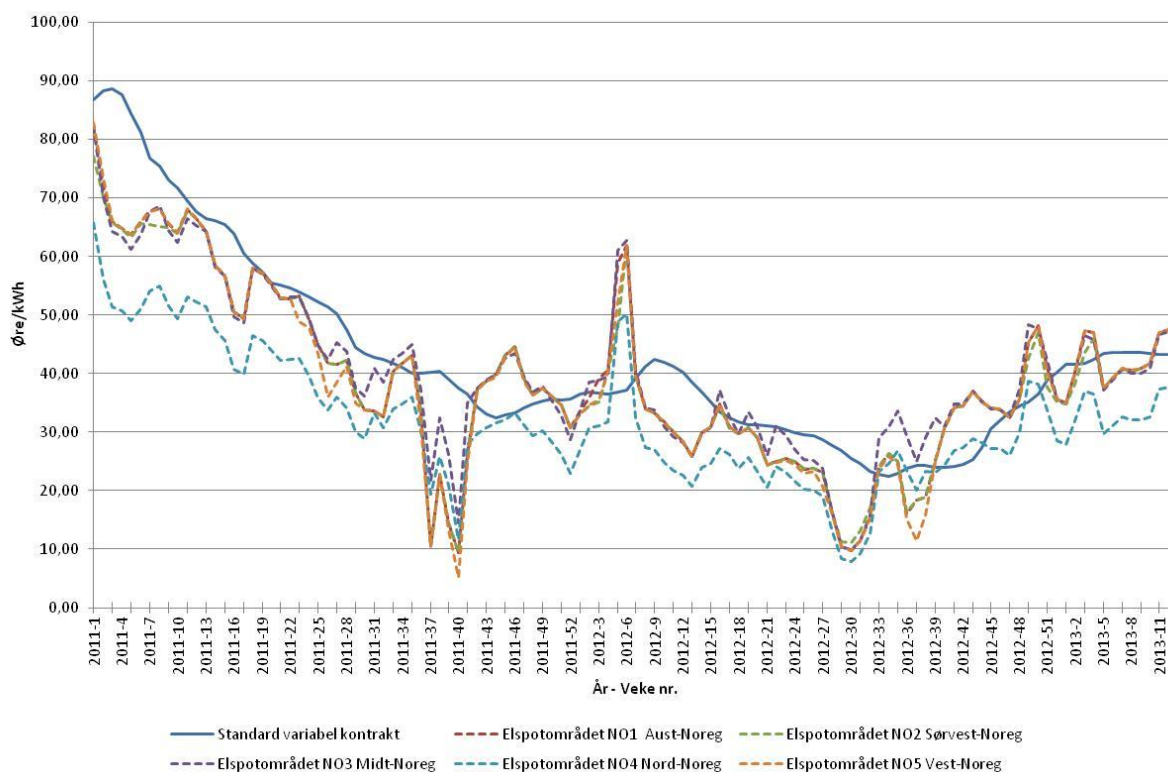
Figur 2.15 Import/eksport Finland,1999-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool.



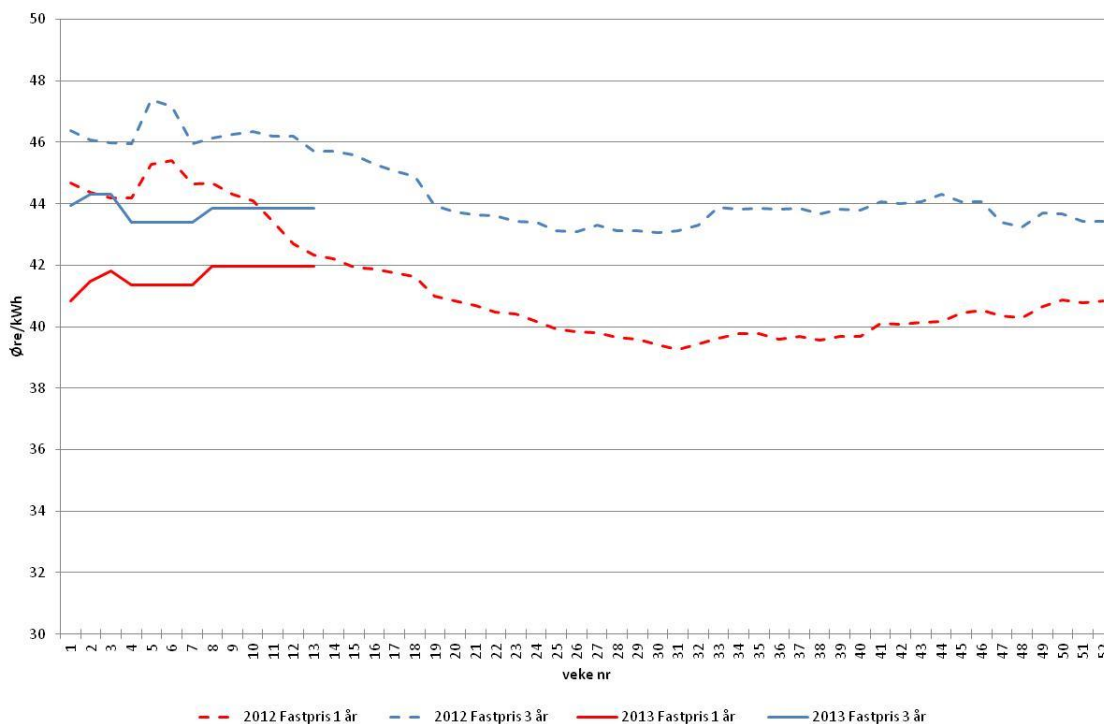
Figur 2.16 Import/eksport Danmark,2000-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool.



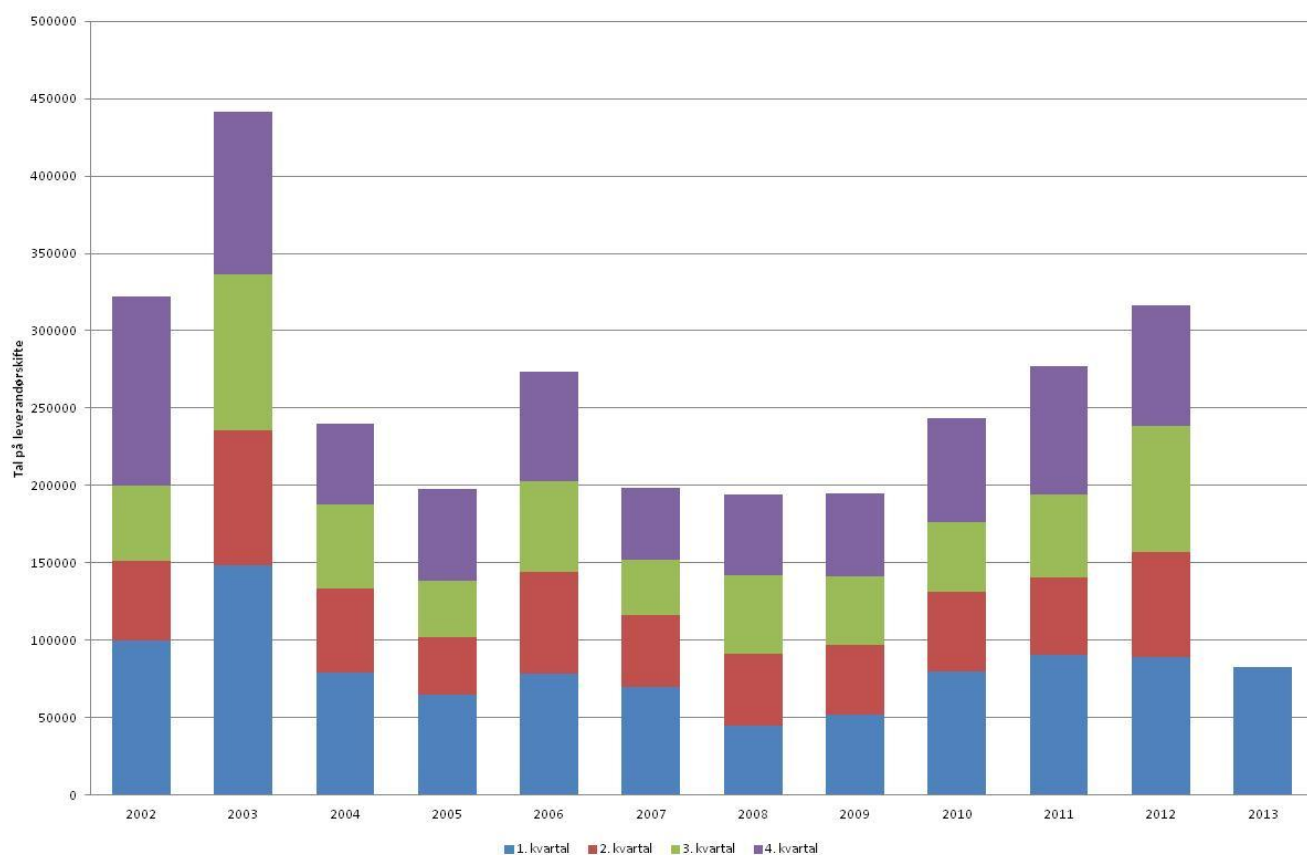
Figur 2.17 Gjennomsnittlige vekeprisar fra første kvartal 2011 til og med første kvartal 2013 for standardvariabelkontrakt og spotpriskontrakt i Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg, inkl. eit påslag på 3,1 øre/kWh. Alle prisar, bortsett frå prisen i Nord-Noreg, er inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE



Figur 2.18 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



Figur 2.19 Tal på leverandørskifte per år for hushaldskundar. Kjelde: NVE

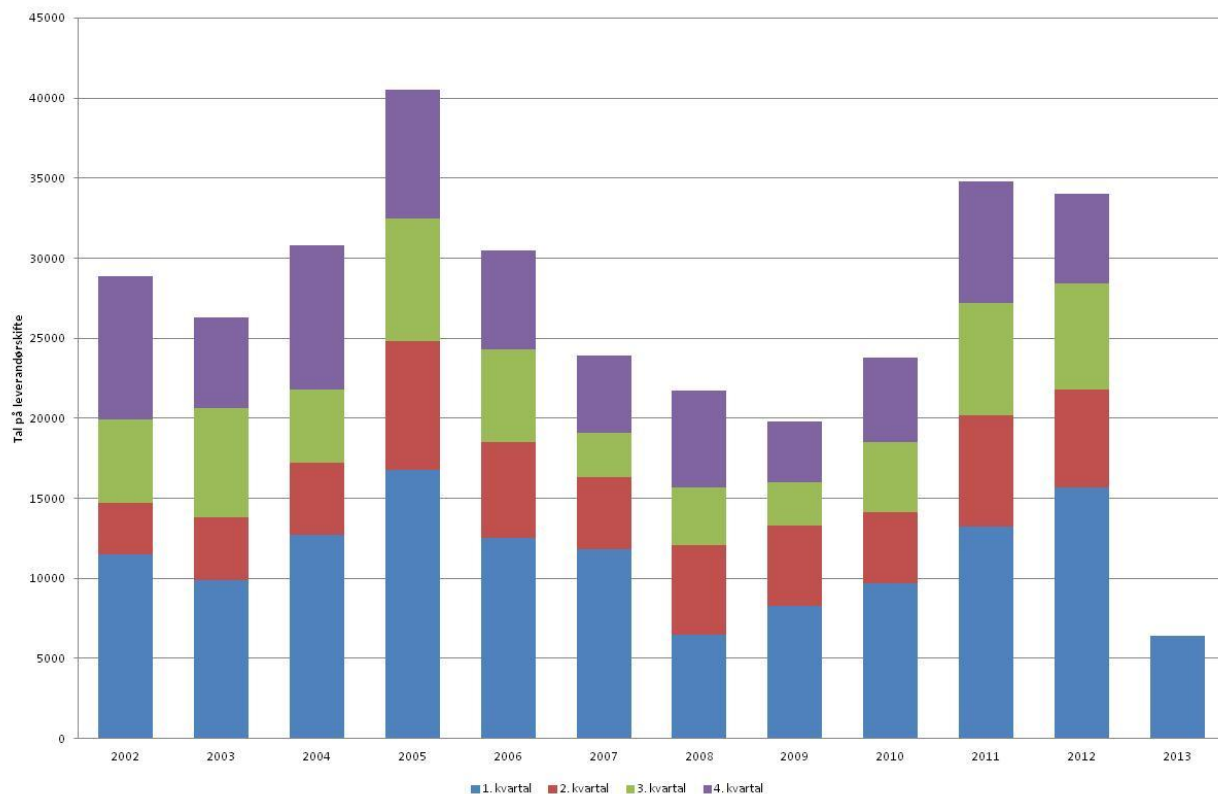


Tabell 2.1 Tal på leverandørskifte per år og kvartal for hushaldskundar.⁷ Kjelde: NVE

Husholdningskunder	2009	2010	2011	2012	2013
1. kvartal	51 900	80 000	90 300	88 900	82 800
2. kvartal	44 900	51 200	50 000	68 300	
3. kvartal	44 600	45 400	53 600	81 100	
4. kvartal	53 700	66 800	83 100	78 300	

⁷ Utvalet består av dei 44* nettselskapa med meir enn 10 000 kundar, og desse hadde til saman 2 172 717 hushaldskundar ved utgangen av første kvartal 2012. For første kvartal 2013 nyttar NVE ei berekning på 2 449 000 (frå 2011) for det totale talet på abonnement knytt til hushaldskundar i Noreg. Talet på leverandørskifte er derfor skalert opp med 1,19 for å representere heile landet. Tala på leverandørskifte er derfor foreløpige og kan verte endra. *NVE har ikkje motteke tal på leverandørskifte frå TrønderEnergi Nett AS eller Nordlandsnett AS for første kvartal 2013, så talet på nettselskap er 42 for første kvartal 2013.

Figur 2.20 Tal på leverandørskifte per år for næringskunder. Kjelde: NVE

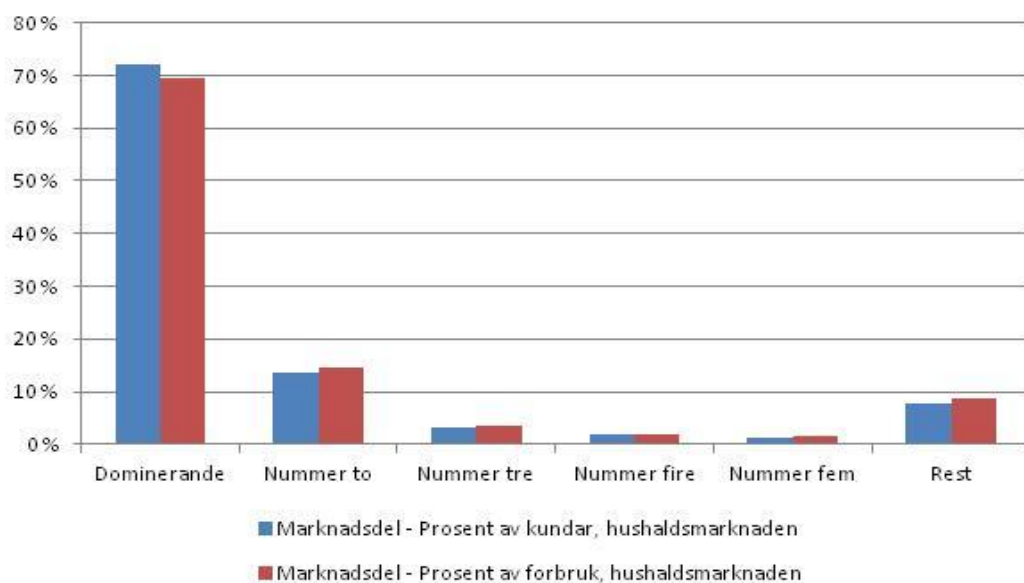


Tabell 2.2 Tal på leverandørskifte per år for næringskunder.⁸ Kjelde: NVE

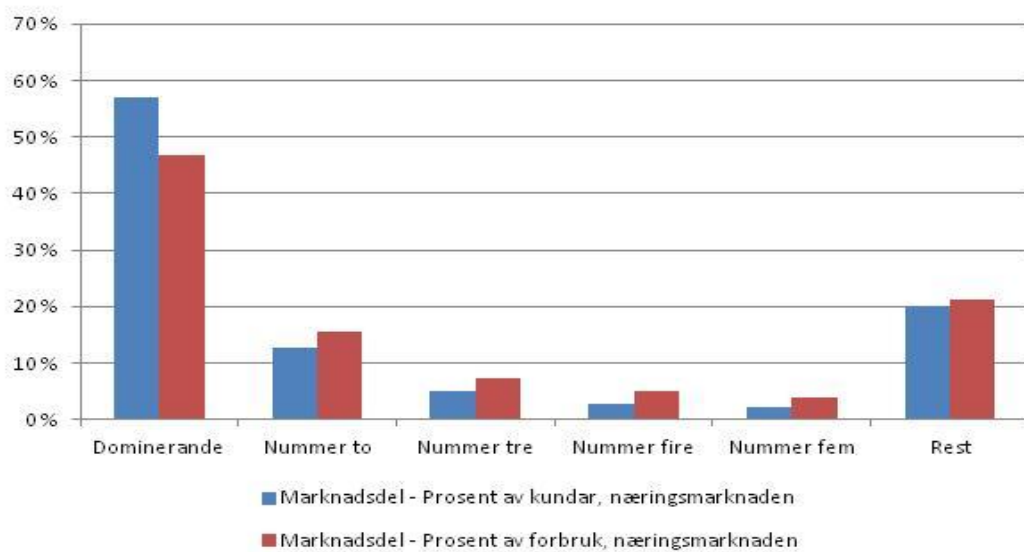
Næringskunder	2009	2010	2011	2012	2013
1. kvartal	8 300	9 700	13 200	15 700	6 400
2. kvartal	5 000	4 400	7 000	6 100	
3. kvartal	2 700	4 400	7 000	6 600	
4. kvartal	3 800	5 300	7 600	5 600	

⁸ Utvalet består av dei 44* nettselskapa med meir enn 10 000 kunder, og disse hadde til saman 320 030 næringskunder ved utgangen av første kvartal 2012. For første kvartal 2013 nyttar NVE ei berekning på 354 500 (frå 2011) for det totale på abonnement knytt til næringskunder i Noreg. Talet på leverandørskifte er derfor skalert opp med 1,19 for å representere heile landet. Tala på leverandørskifte er derfor foreløpige og kan verte endra seinare. * NVE har ikkje motteke tal på leverandørskifte frå TrønderEnergi Nett AS eller Nordlandsnett AS for første kvartal 2013, så talet på nettselskap er 42 for første kvartal 2013.

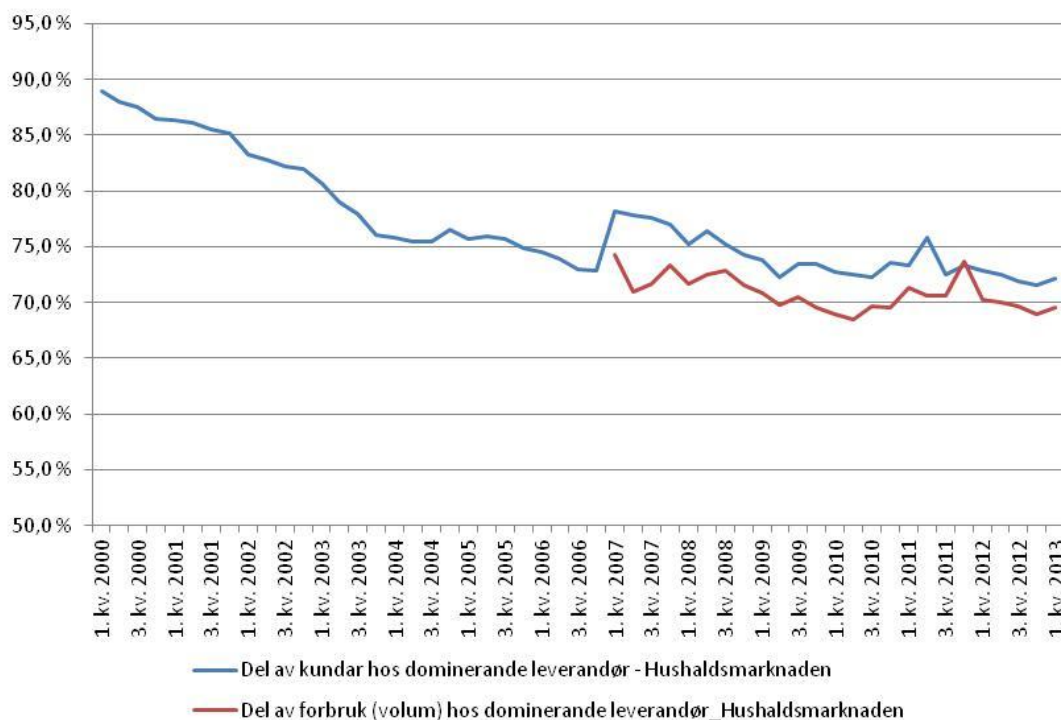
Figur 2.21 Gjennomsnittlig marknadssdel for dei fem største kraftleverandørane i hushaldsmarknaden i kvart nettområde, første kvartal 2013. Kjelde: NVE



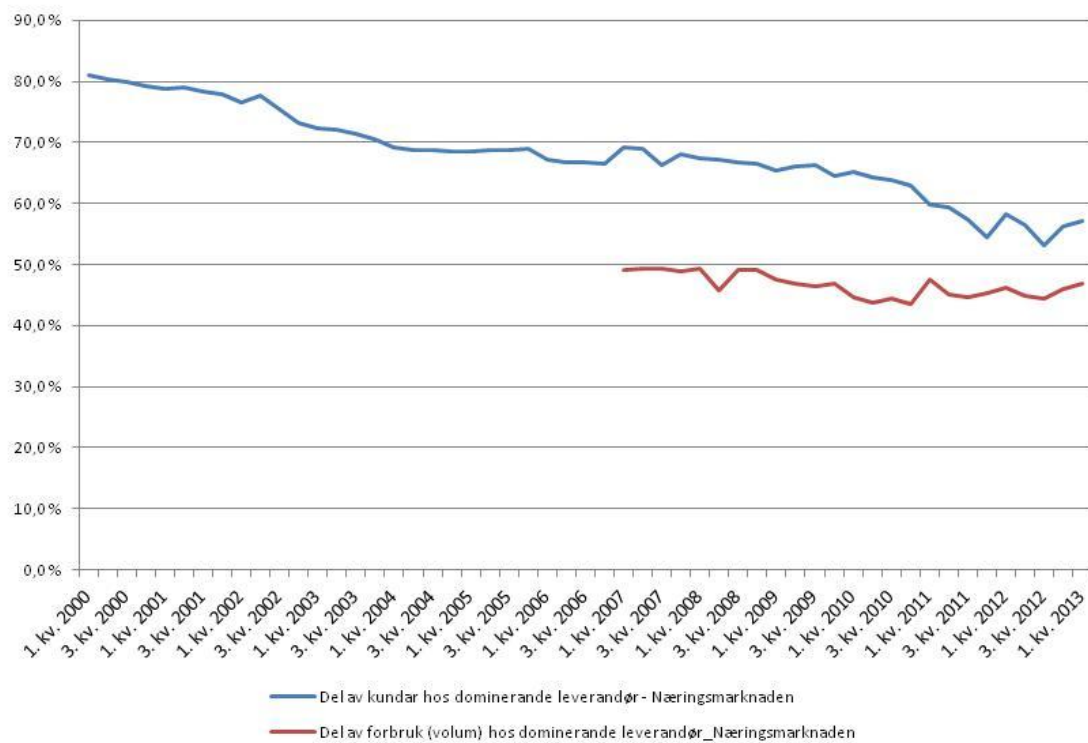
Figur 2.22 Gjennomsnittlig marknadssdel for dei fem største kraftleverandørane i næringsmarknaden i kvart nettområde, første kvartal 2013. Kjelde: NVE



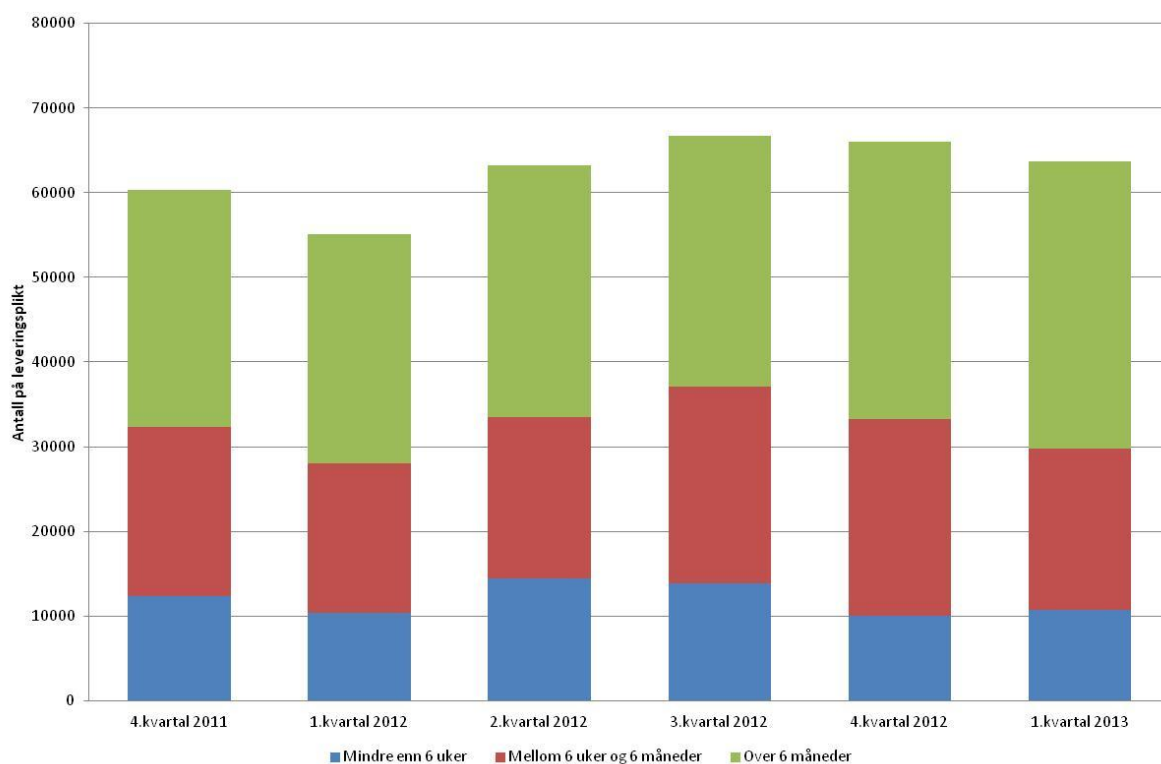
Figur 2.23 Gjennomsnittlig marknadssdel for den dominerande kraftleverandøren i hushaldsmarknaden i kvart nettområde, første kvartal 2000 til første kvartal 2013. Kjelde: NVE



Figur 2.24 Gjennomsnittlig marknadssdel for den dominerande kraftleverandøren i næringsmarknaden i kvart nettområde, første kvartal 2000 til første kvartal 2013. Kjelde: NVE



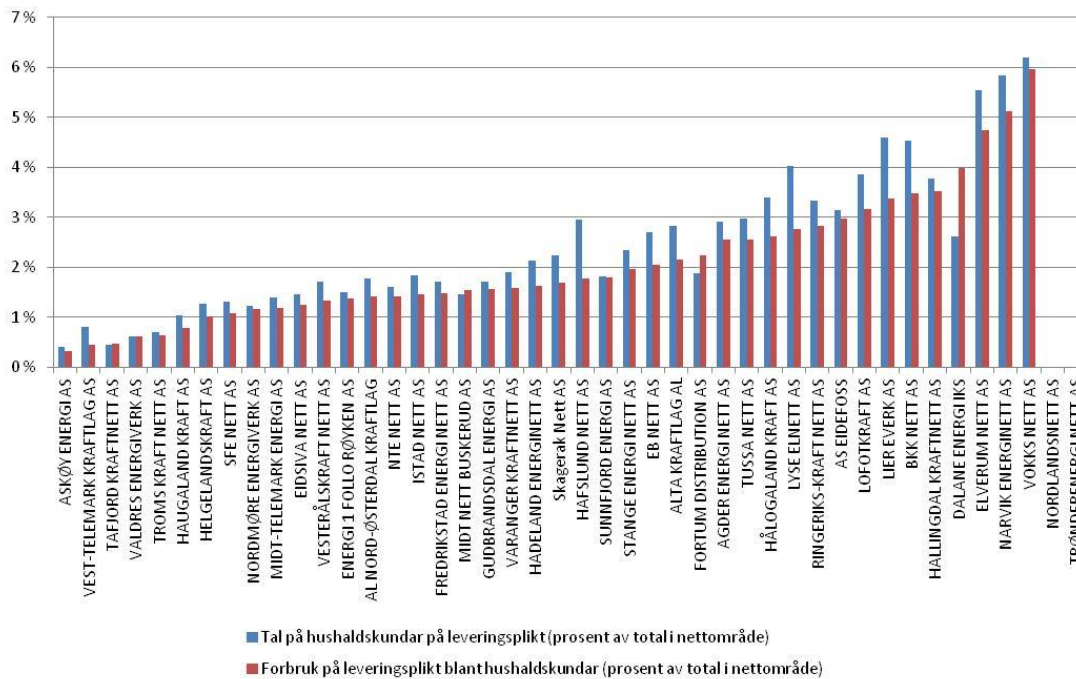
Figur 2.25 Tal på hushaldskundar på leveringsplikt sortert etter kor lenge dei var på leveringsplikt ved utgangen av dei seks siste kvartala. Dersom ein kunde står utan kraftleveringsavtale ved oppstart i nytt målepunkt og ved anleggsovertakelse, skal kraftleverande skje gjennom nettselskapets leveringsplikt. Kjelde: NVE



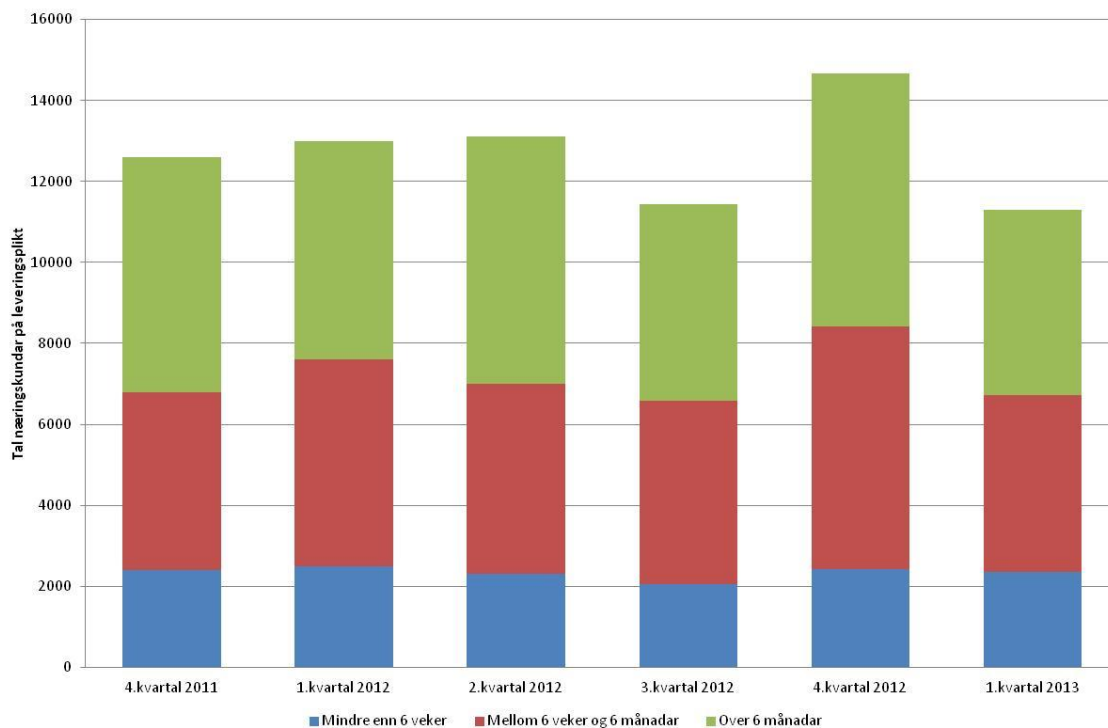
Tabell 2.3 Del av hushaldskundar på leveringsplikt ved utgangen av dei seks siste kvartala. Kjelde: NVE

Husholdningskunder	Andel kunder (antall abonnenter)	Andel forbruk (volum)
4.kvartal 2011	2,5 %	2,1 %
1.kvartal 2012	2,4 %	2,0 %
2.kvartal 2012	2,6 %	1,8 %
3.kvartal 2012	2,7 %	2,2 %
4.kvartal 2012	2,7 %	2,5 %
1.kvartal 2013	2,6 %	2,0 %

Figur 2.26 Prosentvis fordeling av husholdskundar og forbruk (volum) per nettselskap på leveringsplikt for de 44* største nettområda i Noreg, per 31. mars 2013. Kjelde: NVE. *NVE har ikkje motteke data frå Nordlandsnett AS eller TrønderEnergi Nett AS for første kvartal 2013.



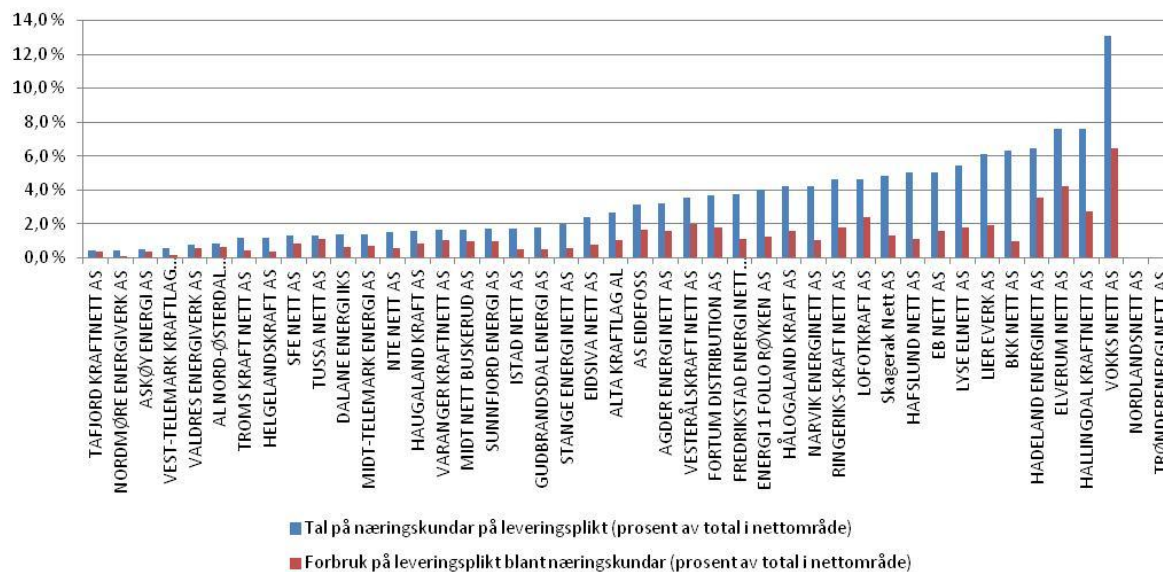
Figur 2.27 Tal på næringskundar på leveringsplikt sortert etter kor lenge dei var på leveringsplikt ved utgangen av dei fem siste kvartalane. Dersom ein kunde står utan kraftleveringsavtale ved oppstart i nytt målepunkt og ved anleggsovertakelse, skal kraftleverande skje gjennom nettselskapets leveringsplikt. Kjelde: NVE



Tabell 2.4 Del av næringskunder på leveringsplikt ved utgangen av dei seks siste kvartalene. Kjelde: NVE

Næringskunder	Andel kunder (antall abonnenter)	Andel forbruk (volum)
4.kvartal 2011	3,6 %	1,1 %
1.kvartal 2012	3,7 %	1,1 %
2.kvartal 2012	3,7 %	1,6 %
3.kvartal 2012	3,6 %	1,1 %
4.kvartal 2012	4,5 %	1,4 %
1.kvartal 2013	3,7 %	1,1 %

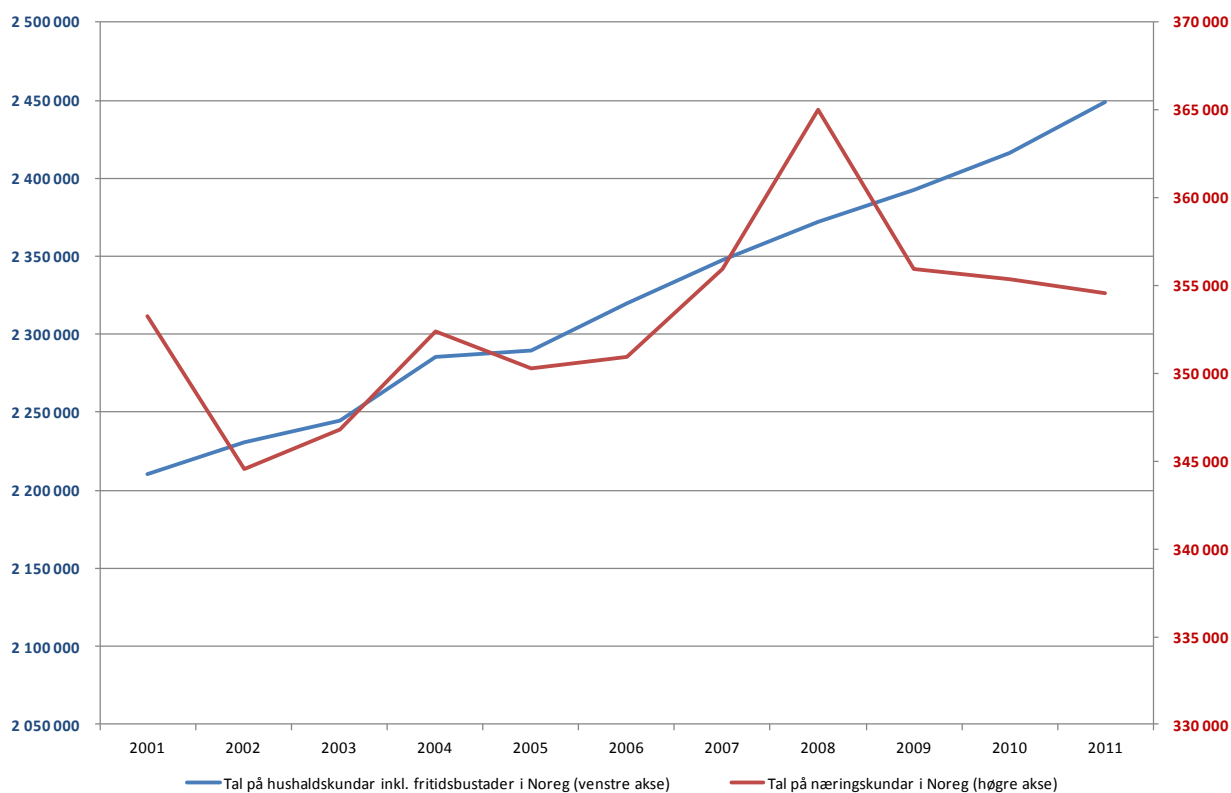
Figur 2.28 Prosentvis fordeling av næringskunder og forbruk (volum) per nettselskap på leveringsplikt for 44* største nettområde i Noreg, per 31. mars 2013. Kjelde: NVE. *NVE har ikkje motteke tal frå Nordlandsnett AS eller TrønderEnergi Nett AS for første kvartal 2013.



Tabell 2.5 Klassifisering av næringskunder etter omsatt volum på ulike strømsavtaler Kjelde: SSB, 4. kvartal 2012.

Tenesteytande næringskunder (prosent)	4. Kv. 2012	3. Kv. 2012	4. Kv. 2011
Fastpriskontraktar	6,1	6,7	7,8
Spotpriskontraktar	67,8	67,0	53,1
Variabelpriskontraktar	23	26,2	39,0

Figur 2.29 Tal på kundar i næringsmarknaden og hushaldsmarknaden. Kjelder: NVE og SSB, 2011.



Utgitt i Rapportserien i 2013

- Nr. 1 Roller i det nasjonale arbeidet med håndtering av naturfarer for tre samarbeidende direktorat
- Nr. 2 Norwegian Hydrological Reference Dataset for Climate Change Studies. Anne K. Fleig (Ed.)
- Nr. 3 Anlegging av regnbed. En billedkavalkade over 4 anlagte regnbed
- Nr. 4 Faresonekart skred Odda kommune
- Nr. 5 Faresonekart skred Årdal kommune
- Nr. 6 Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet for perioden 2012-2021
- Nr. 7 Vandringshindere i Gaula, Namsen og Stjørdalselva
- Nr. 8 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. Ellen Skaansar (red.)
- Nr. 9 Energibruk i kontorbygg – trender og drivere
- Nr. 10 Flomsonekart Delprosjekt Levanger. Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 11 Årsrapport for tilsyn 2012
- Nr. 12 Report from field trip, Ethiopia. Preparation for ADCP testing (14-21.08.2012)
- Nr. 13 Vindkraft - produksjon i 2012
- Nr. 14 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnettet 2013. Inger Sætrang
- Nr. 15 Klimatilpasning i energiforsyningen- status 2012. Hvor står vi nå?
- Nr. 16 Energy consumption 2012. Household energy consumption
- Nr. 17 Bioenergipotensialet i industrielt avfall
- Nr. 18 Utvikling i nøkkeltall for strømnetselskapene
- Nr. 19 NVEs årsmelding
- Nr. 20 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft i 2012
- Nr. 21 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Utstrekning og utløpsdistanse for kvikkleireskred basert på katalog over skredhendelser i Norge
- Nr. 22 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Forebyggende kartlegging mot skred langs strandsonen i Norge Oppsummering av erfaring og anbefalinger
- Nr. 23 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Nasjonal database for grunnundersøkelser (NADAG) – forundersøkelse
- Nr. 24 Flom og skred i Troms juli 2012. Inger Karin Engen, Graziella Devoli, Knut A. Hoseth, Lars-Evan Pettersson
- Nr. 25 Capacity Building in Hydrological Services. ADCP and Pressure Sensor Training Ministry of Water and Energy, Ethiopia 20th – 28th February 2013
- Nr. 26 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Vurdering av kartleggingsgrunnlaget for kvikkleire i strandsonen
- Nr. 27 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. Ellen Skaansar (red.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

