

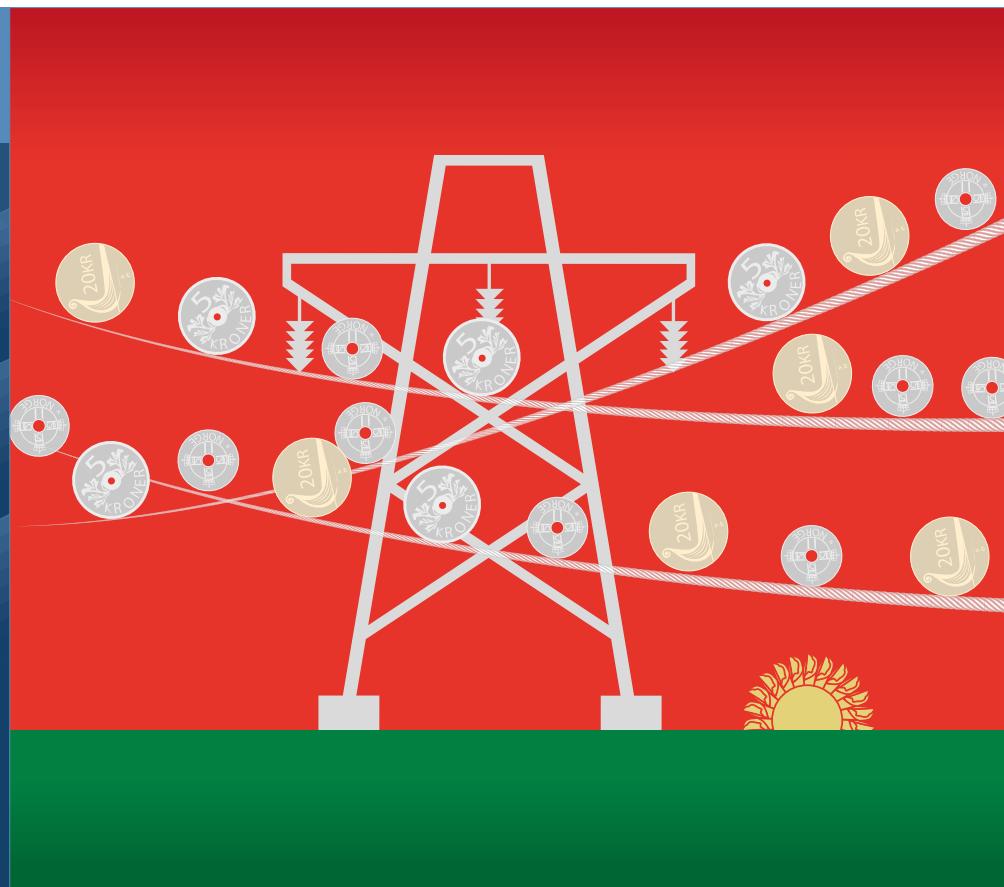


Kvartalsrapport for kraftmarknaden 2. kvartal 2013

Ellen Skaansar (red.)

58
2013

R A P P O R T



Kvartalsrapport for kraftmarknaden 2. kvartal 2013

Norges vassdrags- og energidirektorat
2013

Kvartalsrapport for kraftmarknaden – 2. kvartal 2013

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Ellen Skaansar

Forfattarar: Erik Holmqvist, Nina Kjelstrup, Per Tore Jensen Lund, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Thomas Væringstad, og Martin Andreas Vik

Trykk: NVE sitt hustrykkeri

Opplag: 20

Forside: Rune Stubrud

ISBN: 978-82-410-0926-6

ISSN: 1501-2832

Samandrag: I andre kvartal var tilsiget til dei norske vassmagasina 57,7 TWh, 1,5 TWh meir enn normalt og 10,6 TWh meir enn i andre kvartal 2012. Det kom 28,6 TWh nedbørenergi i andre kvartal, 11 TWh meir enn normalt. Fyllingsgraden i Noreg auka frå 31,7 prosent til 68,4 prosent, frå å vere 7,4 prosenteiningar under til 1,2 prosenteiningar over normalen ved utgangen av kvartalet. Kraftforbruket og kraftproduksjonen i Noreg var 28,9 TWh i andre kvartal. Samanlikna med fjaråret var forbruket 1,3 prosent høgare. Kraftproduksjonen var 14,1 prosent lågare enn i fjar. Kraftutvekslinga til Noreg i balanse. I fjar vart nettoeksporten frå Noreg 5,1 TWh i andre kvartal. I snitt for kvartalet var kraftprisane i Noreg mellom 29,2 og 29,8 øre/kWh. Det er ein auke på mellom 36 og 48 prosent samanlikna med 2012. Gjennom kvartalet var kraftprisane høgast i starten av april då kraftsituasjonen var stram grunna låg fyllingsgrad, og kaldt vêr gav høgt forbruk og forsinka snøsmelting.

Emneord: elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinfylling, 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

Innhold

Kvartalsrapport for kraftmarknaden 2. kvartal 2013.....	1
Forord.....	4
1 Kraftmarknaden i andre kvartal 2013.....	5
1.1 Ressursgrunnlaget.....	7
1.1.1 Tilsig.....	7
1.1.2 Tilsig i Sverige	8
1.1.3 Temperatur.....	9
1.1.4 Nedbør	10
1.1.5 Snø	12
1.1.6 Grunn- og markvatn.....	13
1.2 Magasinutviklinga	14
1.2.1 Noreg - Litt over normal magasinfylling ved utgangen av andre kvartal	14
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland.....	15
1.3 Produksjon.....	17
1.3.1 Noreg – nedgang i produksjonen i andre kvartal.....	18
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa	19
1.4 Forbruk	22
1.4.1 Noreg – høgt kraftforbruk.....	23
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa	25
1.5 Kraftutveksling	28
1.5.1 Kraftutvekslinga til Noreg.....	30
1.5.2 Kraftutvekslinga til andre nordiske land	31
1.6 Kraftprisar	32
1.6.1 Spotmarknaden	32
1.6.2 Terminmarknaden	35
1.6.3 CO ₂ , og brenselprisar	37
1.7 Sluttbrukarmarknaden.....	39
1.7.1 Hushaldsmarknaden - Prisar og straumutgiftar.....	39
1.7.2 Påslag på spotpriskontraktar	41
2 Elbas - the market for intraday trading.....	42
2.1 Allocation of transmission capacity to Elbas.....	42
2.2 Elbas-trade on NorNed	43
2.3 Distribution of Elbas-volume on NorNed between market areas.....	44
2.4 The traded volume in Elbas depends on day-ahead prices	45
2.2.1 Final remarks.....	48
3 Vedlegg.....	49

Forord

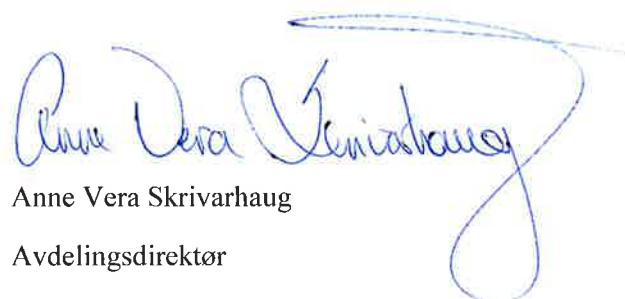
Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i andre kvartal 2013.

Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er andre utgåve i kvartalsrapportens 10. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert 6-8 veker etter utløpet av kvartalet.

I tillegg til dokumentasjon og kommentarar til kraftmarknadsutviklinga inneheld den utgåven temaartikkelen ”Elbas – the market for intraday trading”. Den er skrive av Finn Erik Ljåstad Pettersen, og omhandlar intra-dag marknaden for krafthandel, med handelen på NorNed-kabel som eit døme.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidarar ved Energiavdelinga, Hydrologisk avdeling, kommunikasjonsavdelinga og Elmarkedstilsynet. Bidragsytarane for denne utgåva har vore Erik Holmqvist, Nina Kjelstrup, Per Tore Jensen Lund, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Rune Stubrud, Martin Andreas Vik, og Thomas Væringstad. Ellen Skaansar har leia arbeidet.

Oslo, 9. august 2013

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Anne Vera Skrivarhaug".

Anne Vera Skrivarhaug
Avdelingsdirektør

1 Kraftmarknaden i andre kvartal 2013

Mykje nedbør

Noreg gjekk inn i andre kvartal med eit betydeleg hydrologisk underskott og eit relativt lågt snømagasin. Gjennom kvartalet kom det meir nedbør enn normalt i sør, medan det kom mindre enn normalt i nord. Samla kom det 28,6 TWh nedbørerperi i andre kvartal. Det er om lag 11 TWh meir enn normalt. Sør-Noreg fekk mykje av nedbøren i mai og juni, noko som medverka til flaum. På fleire stader vart det satt nedbørsrekord.

I april var temperaturen lågare enn normalt i fjellområda i Sør-Noreg. Det førte til at snøsmeltinga byrja noko seinare enn vanleg. Mai månad var spesielt varm i Nord, medan det var normalt i resten av landet. I juni var temperaturane normale i heile landet.

Mindre sno att enn normalt

Ved utgangen av andre kvartal var det berre sno att på høgfjellet i Sør-Noreg, Nordland og Troms, og det samla snømagasinet var 70 prosent mindre normalt. Det er mykje lågare enn på same tid i 2012, samstundes som det framleis er mykje tørrare i grunnen enn normalt.

Normalt med tilsig

I andre kvartal 2013 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 57,9 TWh, noko som er 1,5 TWh meir enn normalt og 10,6 TWh meir enn i andre kvartal 2012. Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 134,5 TWh, noko som er 4,5 TWh meir enn normalt.

Stram kraftsituasjon i starten av kvartalet – normal ved utgangen

Ved inngangen av andre kvartal var fyllinga i dei norske vassmagasina 31,7 prosent, eller 7,4 prosenteinangar under normalen. Den noko seine snøsmeltinga bidrog til at tilgongen på vatn til kraftproduksjon vart knappare og Noreg hadde ein stram kraftsituasjon i delar av landet. På det lågaste vart fyllingsgraden 25 prosent, registrert i veke 18. Situasjonen normaliserte seg då snøsmeltinga byrja. Ved utgangen av kvartalet hadde fyllingsgraden auka til 68,4 prosent, noko som er 1,2 prosenteiningar over normalen.

Lågare nordisk kraftproduksjon

Det samla nordiske kraftforbruket var 85,9 TWh i andre kvartal 2013. Det er 0,3 TWh mindre enn same kvartal i året før. I same periode vart det produsert 84,8 TWh elektrisk kraft i Norden. Det er 6,2 TWh mindre enn andre kvartal i fjor, mellom anna lågare vasskraftproduksjon.

Vekst i norsk temperaturkorrigert forbruk

Det norske kraftforbruket var 28,9 TWh i andre kvartal, mot 28,6 TWh i same kvartal i 2012. Det er ein auke på 1,3 prosent. I alminneleg forsyning auka bruttoforbruket med 0,8 prosent frå andre kvartal 2012, trass i høgare temperaturar i andre kvartal 2013. Utviklinga i det temperaturkorrigerte forbruket, som gjekk opp med 2,8 prosent. Forbruket i kraftintensiv industri auka med 2,4 prosent, medan forbruket til elkjelar auka med 6,7 prosent samanlikna med andre kvartal i fjor.

Nedgang i norsk kraftproduksjon

Kraftproduksjonen i Noreg vart 28,9 TWh i andre kvartal. Samanlikna med fjoråret er det ein nedgang på 14,1 prosent. Nedgangen heng saman med den låge magasinfyllinga ved inngangen til kvartalet. Trass dette, vart

Balanse i norsk kraftutveksling

produksjonen i andre kvartal den sjuande høgaste nokon gong.

Den nordiske nettoimporten vart 1,2 TWh i andre kvartal i år. I fjor var det nettoeksport på 5,1 TWh i tilsvarende kvartal. Lågare tyske kraftprisar og lågare tilgang på vatn i Norden medverka til det.

Noreg starta kvartalet med høg nettoimport. Kraftflyten veksla om til nettoeksport i dei syv siste vekene i kvartalet, då vêret vart mildare, og snøsmeltinga byrja. Kvartalet sett under eitt var kraftutvekslinga til Noreg i balanse. Til samanlikning var det ein nettoeksport på 5,1 TWh frå Noreg i andre kvartal i fjor.

Høgare kraftprisar i Noreg enn i fjor

Den hydrologiske situasjonen ved byrjinga av andre kvartal bidrog til ei auke i kraftprisane. Samanlikna med andre kvartal i 2012, då vasskraftprodusentane hadde høg tvungen produksjon, auka dei norske prisane med mellom 36 og 48 prosent. Vest-Noreg fekk den høgaste gjennomsnittlege kraftprisen i Noreg i andre kvartal 2013 på 298 kr/MWh. Prisen i Midt-Noreg vart 1 krone lågare. I Sørvest og Midt-Noreg vart prisen 296 kr/MWh, medan Nord-Noreg hadde lågast pris i snitt i Noreg med 292 kr/MWh.

Nedgang i terminkontraktane

Siste handelsdag i andre kvartal vart ein terminkontrakt med levering i tredje og fjerde kvartal 2013 handla for 268,7 og 281,3 kr/MWh. Det er ein nedgang i løpet av kvartalet på 11,6 prosent for tredjekvartalskontrakten, og ein nedgang på 7,8 prosent for fjerdekvartalskontrakten. Det heng mellom anna saman med at det kom meir nedbør og tilsig enn normalt gjennom kvartalet. Tilsvarande kontraktar ved den tyske kraftbørsen EEX vart handla for 272,6 og 309,6 kr/MWh, ein nedgang på 2,9 og 3,6 prosent.

Prisauke i sluttbrukarmarknaden

Sluttbrukarmarknaden følgde prisutviklinga i engrosmarknaden. Gjennomsnitprisen for straum levert på spotpriskontrakt varierte mellom 31,7 øre/kWh og 40,3 øre/kWh i dei fem ulike elspotområda i andre kvartal 2013. Dette svarar til ein auke på mellom 8,3 øre/kWh og 12,2 øre/kWh samanlikna med andre kvartal 2012.

Gjennomsnitprisen for straum levert på standardvariabelkontrakt var i andre kvartal 2013 på 43,9 øre/kWh, det vil sei 10,4 øre/kWh høgare enn i andre kvartal 2012.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig

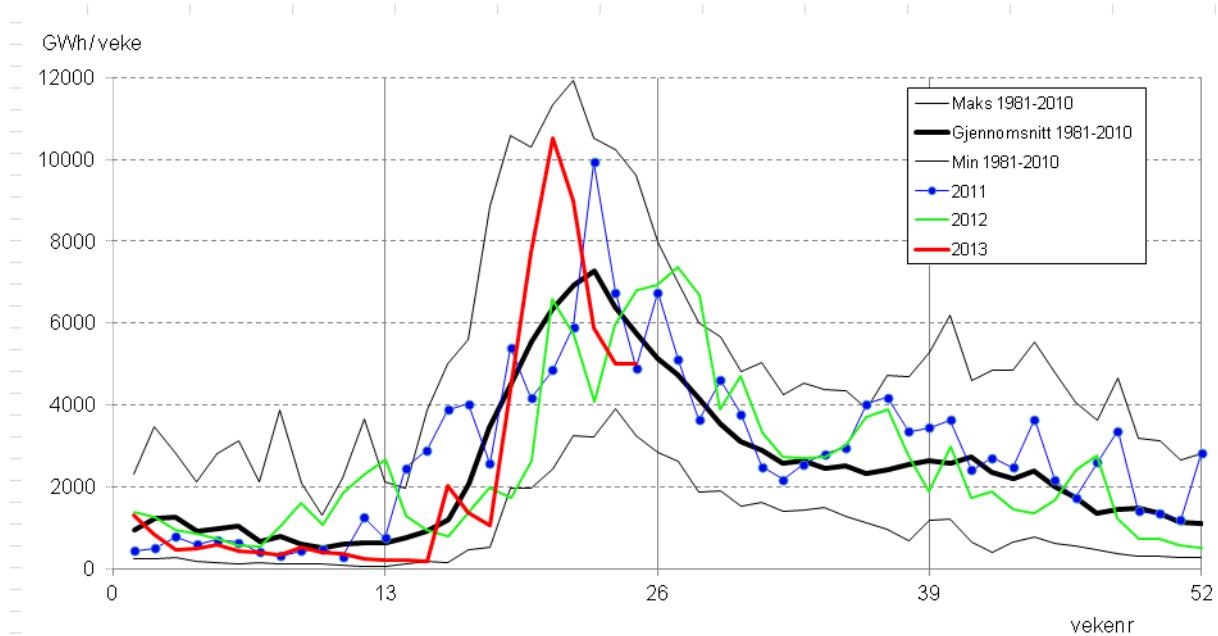
I andre kvartal 2013 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 57,9 TWh eller 1,5 TWh meir enn normalt og 10,6 TWh meir enn i andre kvartal 2012.

I første halvår har tilsiget vore 64,6 TWh. Det er 2,7 TWh mindre enn normalt og 0,4 TWh meir enn i same periode i 2012.

Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 134,5 TWh. Det er 4,5 TWh meir enn normalt. Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. Tilsiget har vore under normalt fram til veke 20. Det høgste tilsiget var i veke 21 med 10,5 TWh. Deretter har snøsmeltinga halde fram og ved utgangen av kvartalet var veketilsiget 5,5 TWh.

Ressurstilgang TWh	2.kv. 2013	Avvik frå normalt	Siste 12 månader	Avvik frå normalt
Tilsig Noreg	57,9	1,5	134,5	4,5
Nedbør Noreg	28,6	10,9	116,9	-13,5
Tilsig Sverige	29,0	0,6	68,9	6
Snø Noreg		Utgangen av 2. kv. 2013: Ca 30 % av normalt		Utgangen av 2. kv. 2012: Ca 140 % av normalt

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



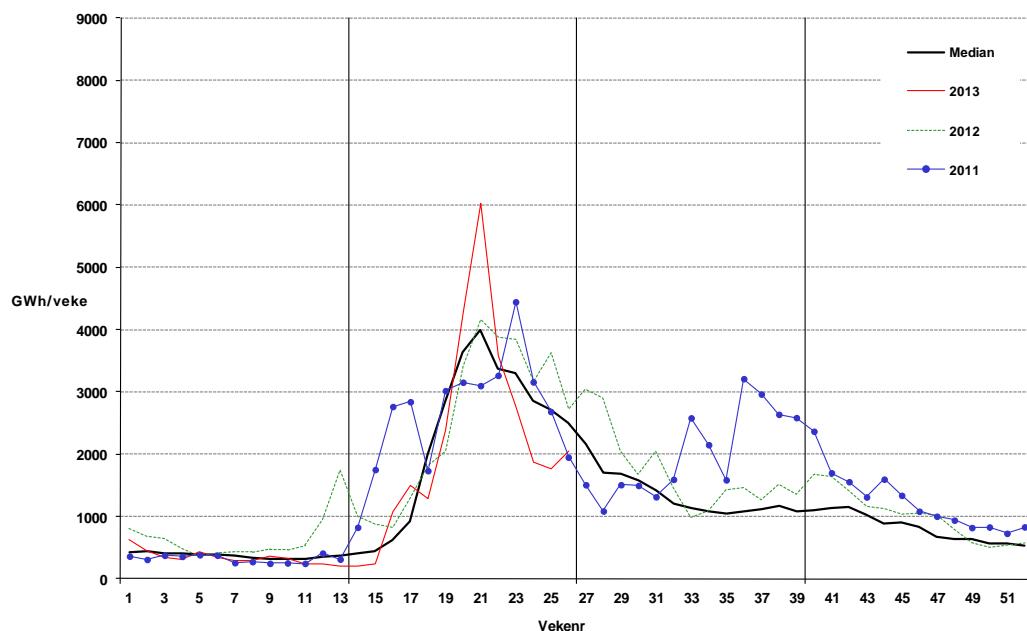
1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 29,0 TWh i andre kvartal 2013, eller 0,6 TWh mindre enn normalt og 3,7 TWh mindre enn i same kvartal 2012.

I første halvår har tilsiget vore 33,5 TWh. Det er 1,0 TWh mindre enn normalt og 7,6 TWh lågare enn i same periode i 2012.

Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 68,9 TWh. Det er vel 6 TWh meir enn normalt og 14,5 TWh mindre enn i same periode eit år tidlegare.

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

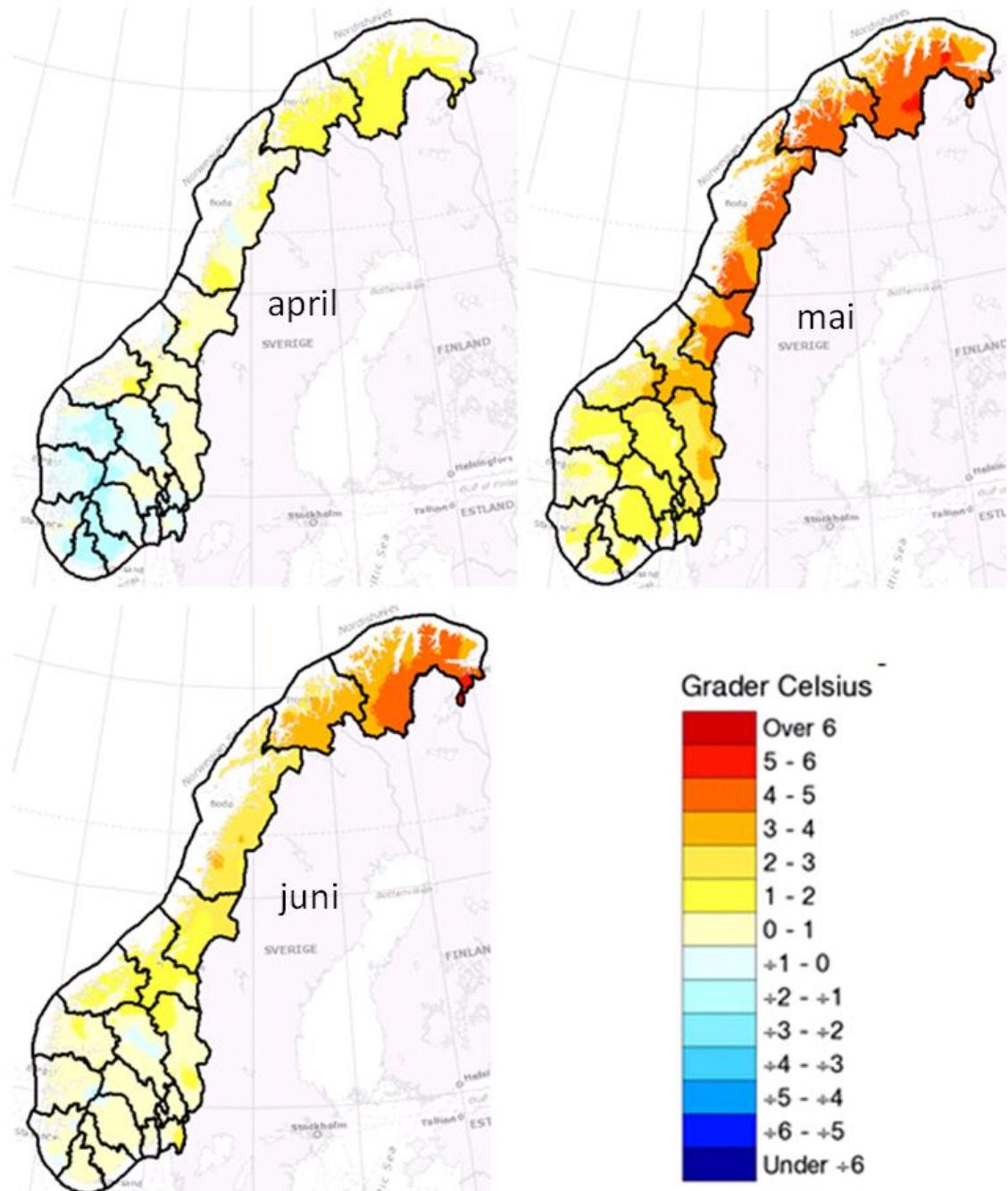


1.1.3 Temperatur

I april var månadsmeddeltemperaturane litt høgare enn normalt i Nord-Noreg og litt lågare i fjellområda i Sør-Noreg. Seinare vart det varmare i Nord-Noreg, mens temperaturane i sør heldt seg kring normalt.

31. mai kom temperaturen i Karasjok opp i 30,5 grader. I Høydalsmo i Telemark var temperaturen nesten nede på frysepunktet ved utgangen av juni.

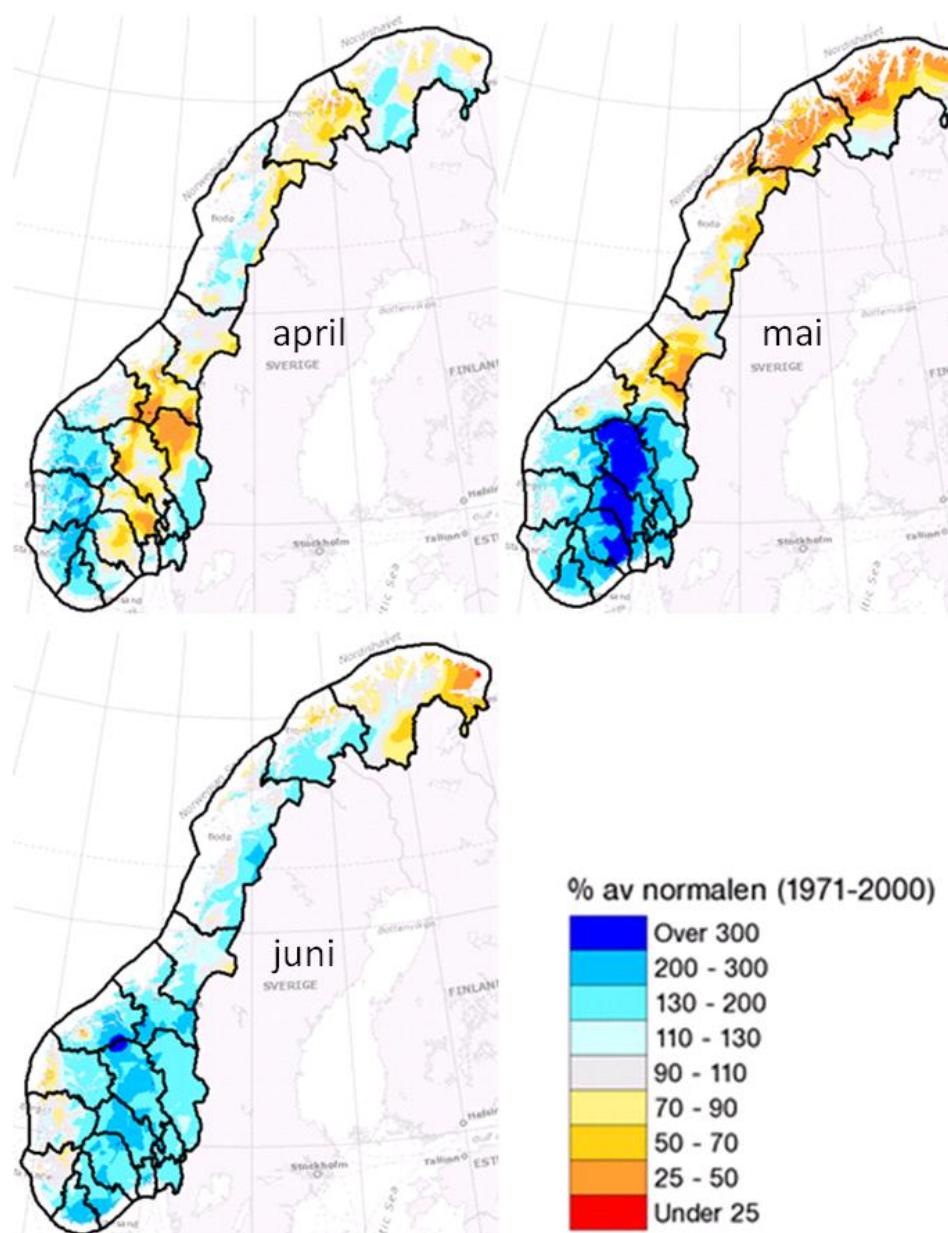
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C frå normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2013. Kjelde: NVE og met.no.



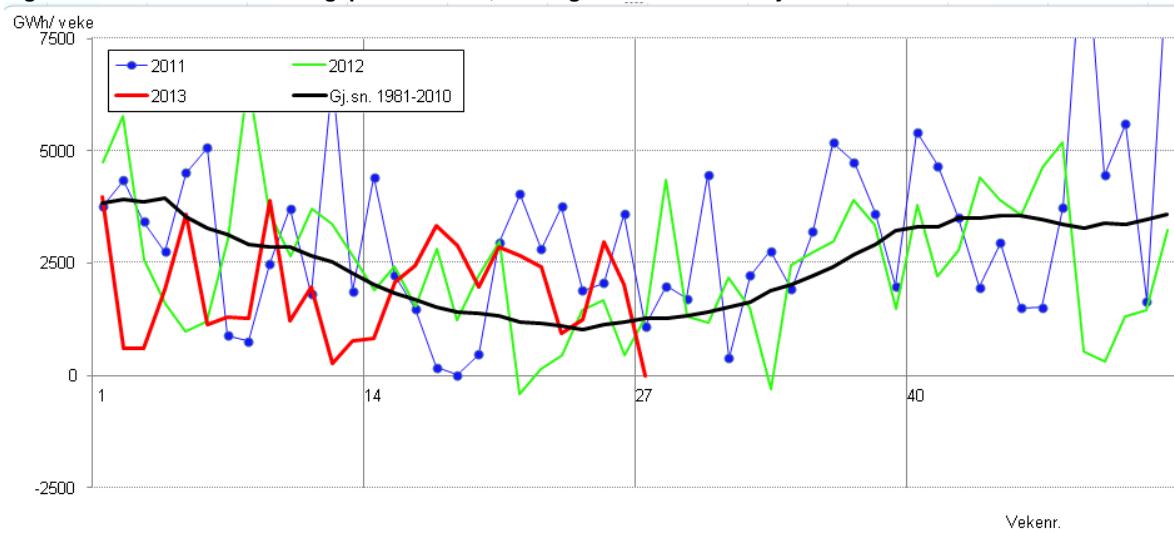
1.1.4 Nedbør

I Noreg kom det meir nedbør enn normalt andre kvartal 2013. Mykje av nedbøren kom i Sør-Noreg i mai og juni, der det forårsaka flaum i fleire av dei store vassdraga. Minst nedbør kom det i Troms og Finnmark. Her var det også høge vassføringar grunna ei kort og intens snøsmelting. I Sør-Noreg vart det sett nedbørrekordar frå Aursunden i nordaust til Lyngdal i sørvest, med døgnverdiar over 60 mm og månadsverdiar på opp mot 270 mm.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent frå normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2013. Kjelde: NVE og met.no.



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



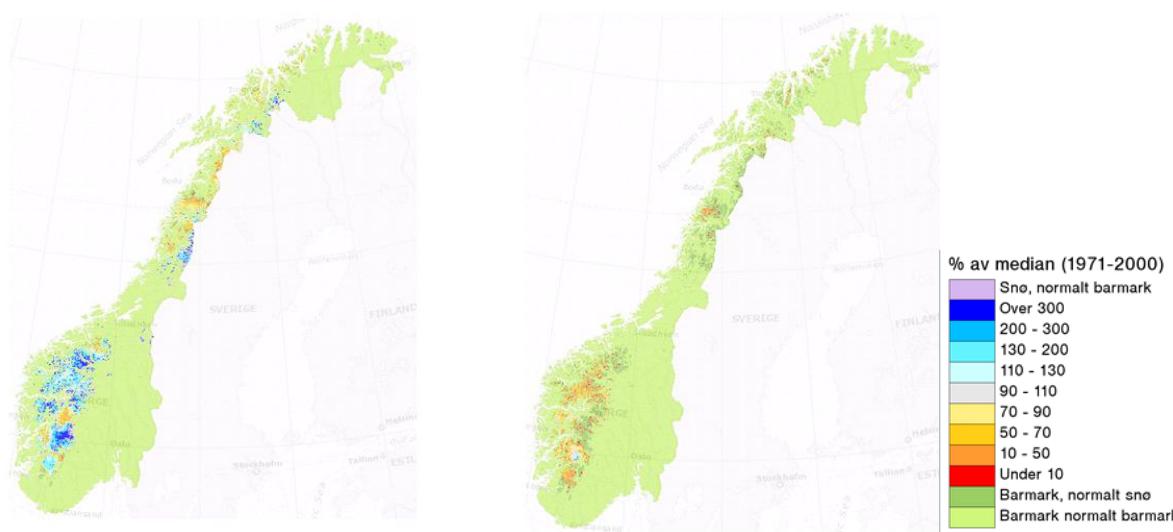
I andre kvartal kom 28,6 TWh nedbørenergi. Det er om lag 11 TWh eller 60 prosent meir enn normalt.

1.1.5 Snø

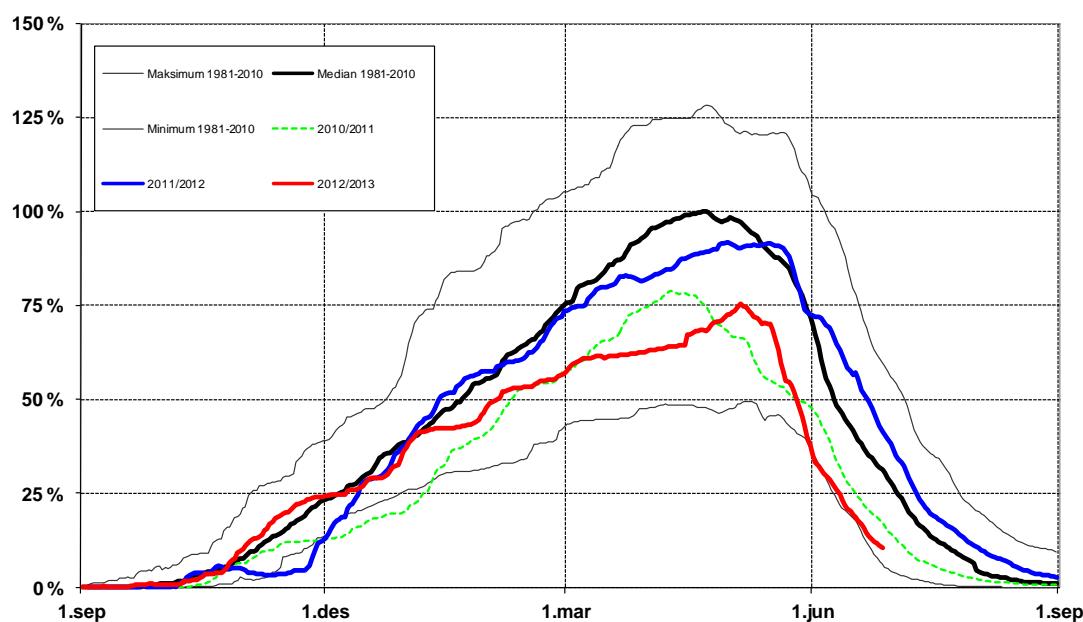
Snøtilhøva ved utgangen av andre kvartal 2012 og 2013 er synt i figur 1.1.6. Det er stort sett berre i høgfjellet i Sør-Noreg, Nordland og Troms det ligg att snø no. Til same tid i 2012 var det mykje meir snø.

Utviklinga av snømagasinet, målt i energi i prosent av median kulminasjon, er for dei tre siste åra synt i figur 1.1.7. Ved årsskiftet var snømagasinet kring normalt, men ein nedbørfattig vinter i Sør-Noreg førte til at snømagasinet ved utgangen av andre kvartal berre var om lag 30 prosent av normalt. Det er mykje mindre enn for dei to føregåande år da snømagasinet ved utgangen av kvartalet var om lag 140 og 50 prosent av normalt.

Figur 1.1.6 Snømengde 1. juli 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 vintrane 2010/11, 2011/12 og 2012/13 i prosent av median for perioden 1981 - 2010. Kjelde: NVE og met.no.

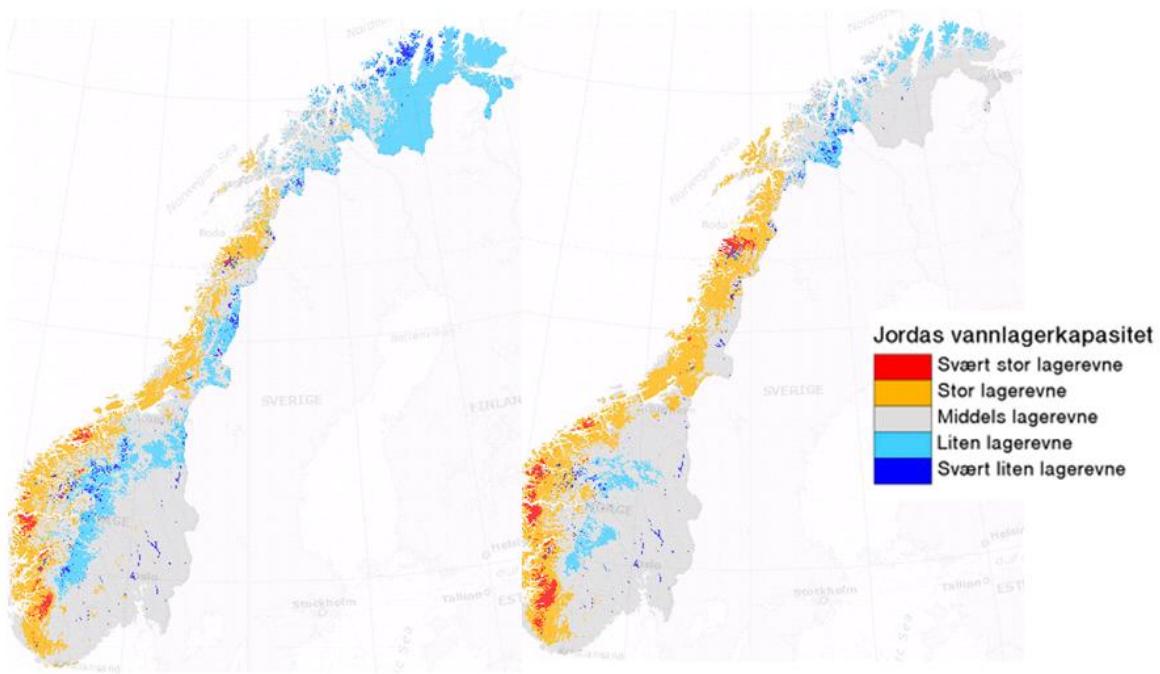


1.1.6 Grunn- og markvatn

Grunnvasstand i høve til total metting ved utgangen av andre kvartal 2012 og 2013 er vist i figur 1.1.8. Karta syner at det er tørrare i bakken på Finnmarksvidda, samt i Nordland og på Vestlandet. For magasinområda er det i år tørrare i grunnen i høve til normalt, medan det i førre år var våtare enn normalt.

Figur 1.1.8 Lagerevne i markvass- og grunnvassona i forhold til total metting for 1. juli 2012 (venstre) og 2013 (høgre).

Kjelde: NVE.



1.2 Magasinutviklinga

1.2.1 Noreg - Litt over normal magasinfylling ved utgangen av andre kvartal

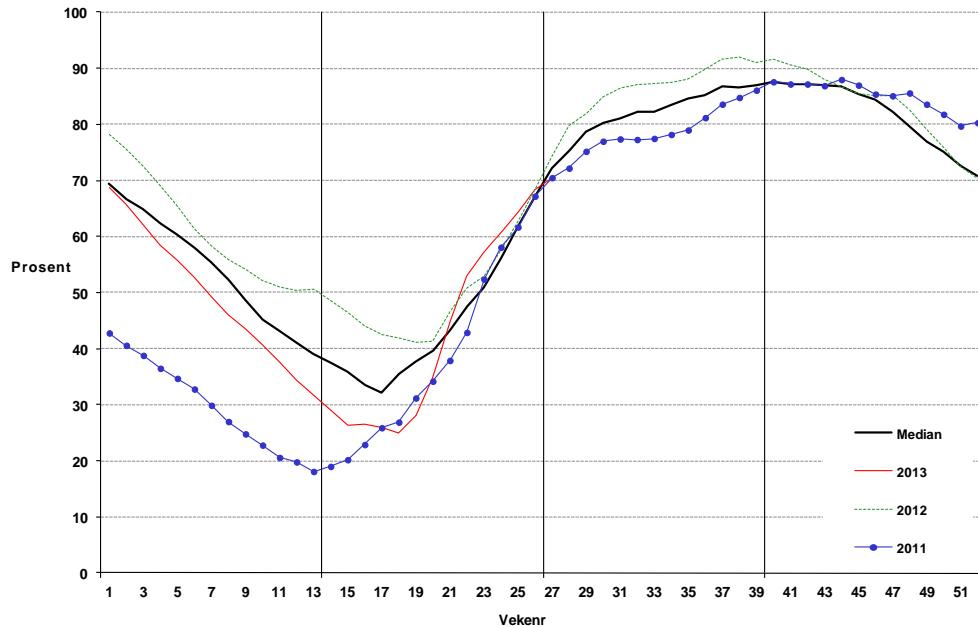
Ved inngangen til andre kvartal 2013 var fyllingsgraden i norske magasin 31,7 prosent. Det er 7,4 prosenteiningar under normalt¹ og 18,8 prosenteiningar under nivået til same tid året før.

Ein relativt kald april i fjellet i Sør-Noreg og lite tilsig førte til større nedtapping av magasina enn normalt fram til mai.

Årets lågaste fyllingsgrad fant stad i byrjinga av mai (utgangen av veke 18) med 25 prosent. Varmt vær frå slutten av mai førte til stor snøsmelting og saman med mykje nedbør auka fyllingsgraden meir enn normalt. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 68,4 prosent, eller 1,2 prosenteiningar over det normale for årstida. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal var på same nivå som til same tid i 2012.

Magasin-fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 2. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2013	2012	Median	
Noreg	68,4	68,4	67,2	84,3
Sverige	65,8	74,9	71,5	33,7
Finland	68,5	79,2	73,7	5,5

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

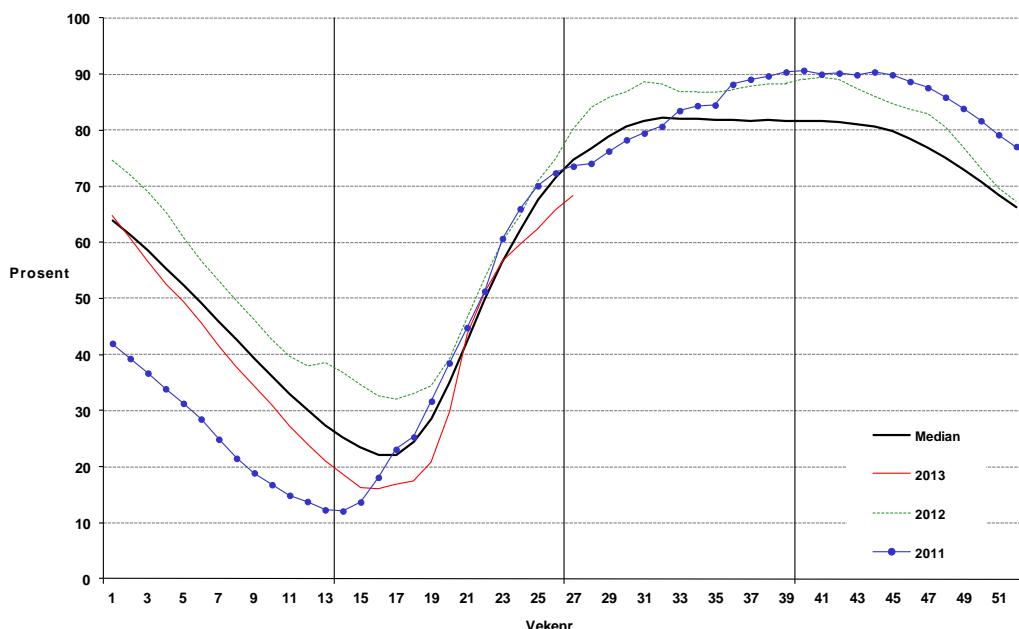


¹ Median for perioden 1990-2012

1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved inngangen til andre kvartal var fyllingsgraden for svenske magasin 21,1 prosent. Det er 6,3 prosenteiningar under middelverdien² til same tid. Årets lågaste fyllingsgrad fann stad i siste halvdel av april (utgangen av veke 16) med 16 prosent. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 65,8 prosent, eller 5,7 prosenteiningar under middelverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal 2013 var 9,1 prosenteiningar lågare enn til same tid i 2012. Det svarar til ei energimengde på 3,1 TWh.

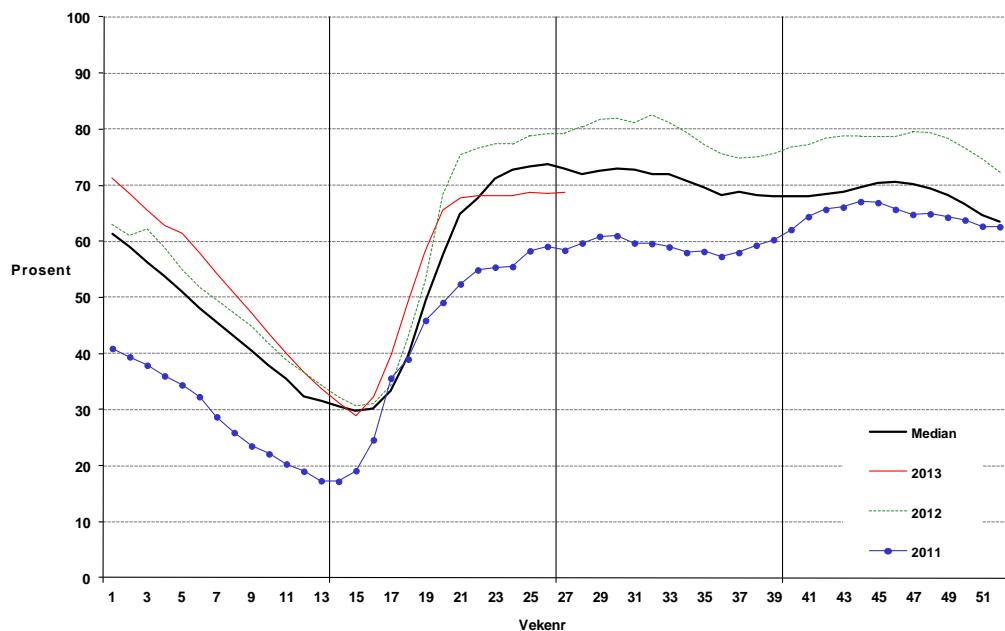
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,7 TWh) i 2011, 2012 og 2013, prosent.
Kjelde: Svensk Energi



Ved inngangen til andre kvartal var fyllingsgraden for finske magasin 33,8 prosent. Det er 2,3 prosenteiningar over medianverdien til same tid for perioden 1978-2006. Årets lågaste fyllingsgrad fann stad i midten av april (utgangen av veke 15) med 28,9 prosent. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 68,5 prosent, eller 5,2 prosenteiningar under medianverdien til same tid. Fyllinga ved utgangen av andre kvartal 2013 var 10,7 prosenteiningar lågare enn til same tid i 2012. Det svarar til ei energimengde på 0,6 TWh.

² Middelverdier for perioden 1950-2008

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 3,7 TWh mindre energi i svenske og finske magasin enn ved utgangen av andre kvartal i fjor. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av andre kvartal i år 83,6 TWh, eller 3,7 TWh mindre enn til same tid i 2012 og 1,2 TWh mindre enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,5 TWh.

1.3 Produksjon

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

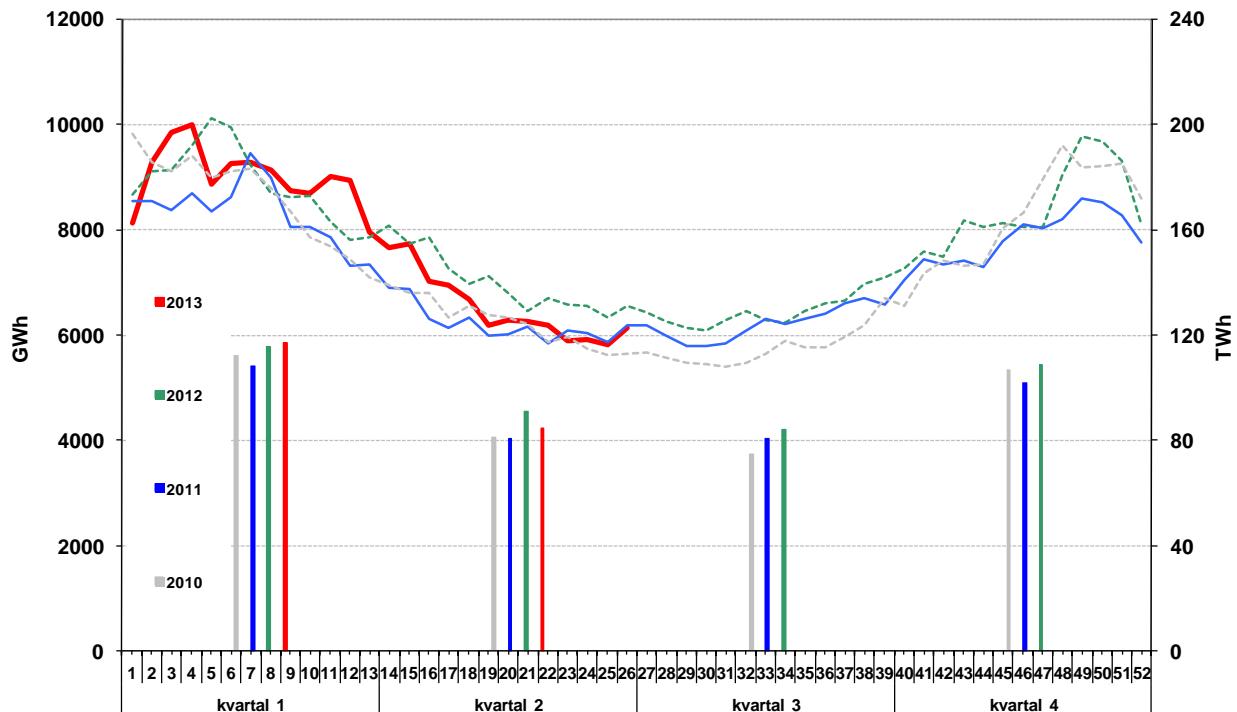
TWh	2.kv. 2013	Endring frå 2.kv. 2012	Siste 52 veker	Endring frå føregåande 52 veker i %
Noreg	28,9	-14,2 %	139,7	-4,4 %
Sverige	33,5	-10,3 %	157,9	3,3 %
Finland	15,3	4,7 %	67,1	5,7 %
Danmark	7,0	23,8 %	30,7	4,0 %
Norden	84,8	-7,3 %	395,4	0,8 %

dette er i Noreg. Vasskrafta har ein normalproduksjon på 130 TWh i Noreg, mens Sverige har ein tilsvarende produksjon på 66 TWh. Produksjon av vasskraft og vindkraft er avhengig av værforhold, men verken vass-, vind-, (eller solkraft) har kostnader knytte til brensel. Termisk kapasitet vil på si side ikkje produsere før brenselkostnadene korrigert for nyttegrad er lågare enn prisen på kraft.

I andre kvartal 2013 vart det produsert 84,8 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 6,2 TWh mindre enn i andre kvartal 2012. Nedgangen skuldast eit fall i vasskraftproduksjonen. Sidan 2012 vart eit rekordår i vasskraftproduksjonen var det venta ein reduksjon i produksjonen frå denne teknologien. Kaldt og tørt vær i starten av året medverka til at magasinfyllinga var godt under normalt ved starten av andre kvartal, medan fyllinga var godt over normalt på same tidspunkt i fjor.

Medan det i Noreg og Sverige, kor mesteparten av den nordiske vasskraftproduksjonen er lokalisert, var det ein nedgang i samla produksjon, var det ein produksjonsoppgang i Finland og Danmark. I løpet av dei siste 52 vekene vart det produsert 395,4 TWh i Norden. I dei føregåande 52 vekene var den samla produksjonen i Norden 3,3 TWh lågare.

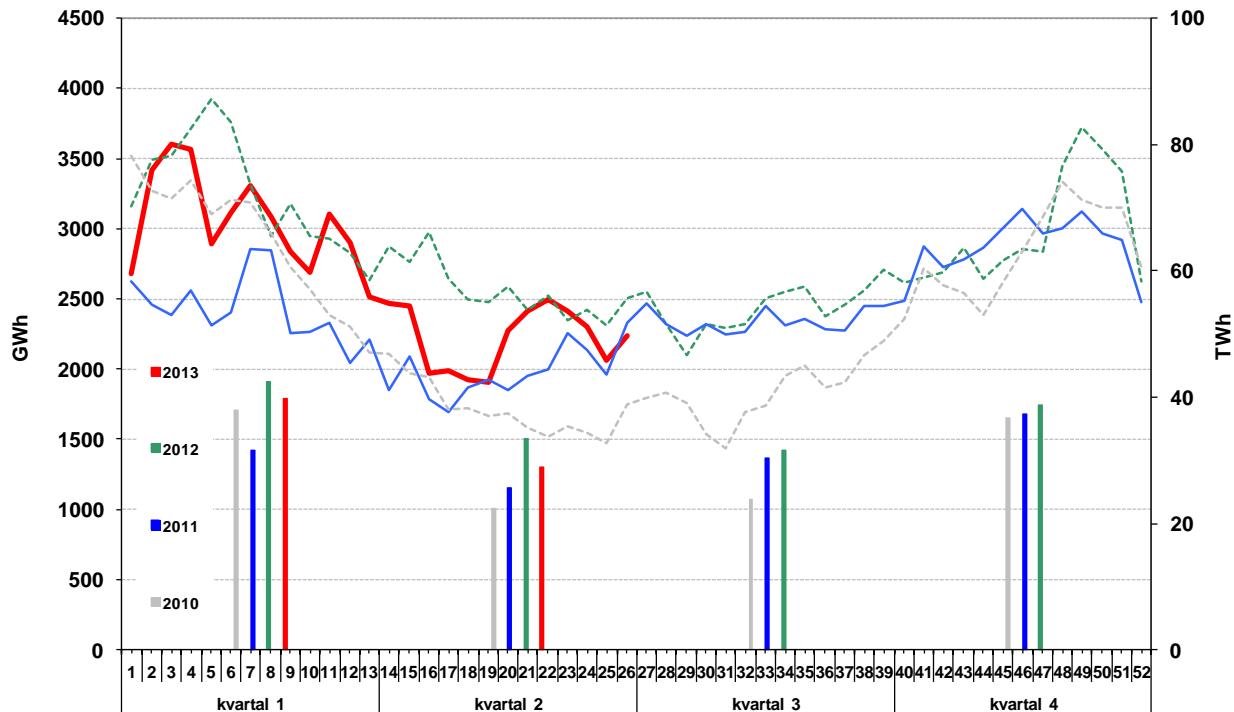
Figur 1.3.1 Samla nordisk kraftproduksjon, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



³ Ein reknar med ei brukstid på mellom 2400 og opp mot 3000 timer i løpet av et år i forbindning med vindkraft.

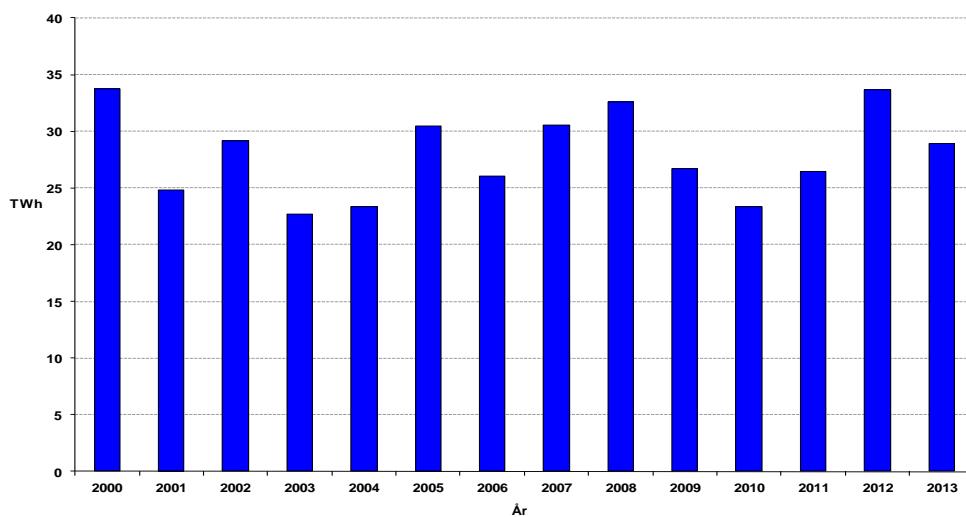
1.3.1 Noreg – nedgang i produksjonen i andre kvartal

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



Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 28,9 TWh i andre kvartal 2013. Det er ein nedgang på 14,1 prosent frå same periode i fjor. Nedgangen i produksjonen heng saman med lågt tilsig i byrjinga av kvartalet og magasinfylling godt under normalt fram til snøsmeltinga starta for fullt i mai. Produksjonen i andre kvartal vart likevel den sjuande høgaste nokon gong.

Figur 1.3.3 Kraftproduksjon i andre kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



I første halvår 2013 var produksjonen 68,3 TWh. Det er 8,2 TWh mindre enn i same periode i 2012, dvs. ein nedgang på 10,7 prosent.

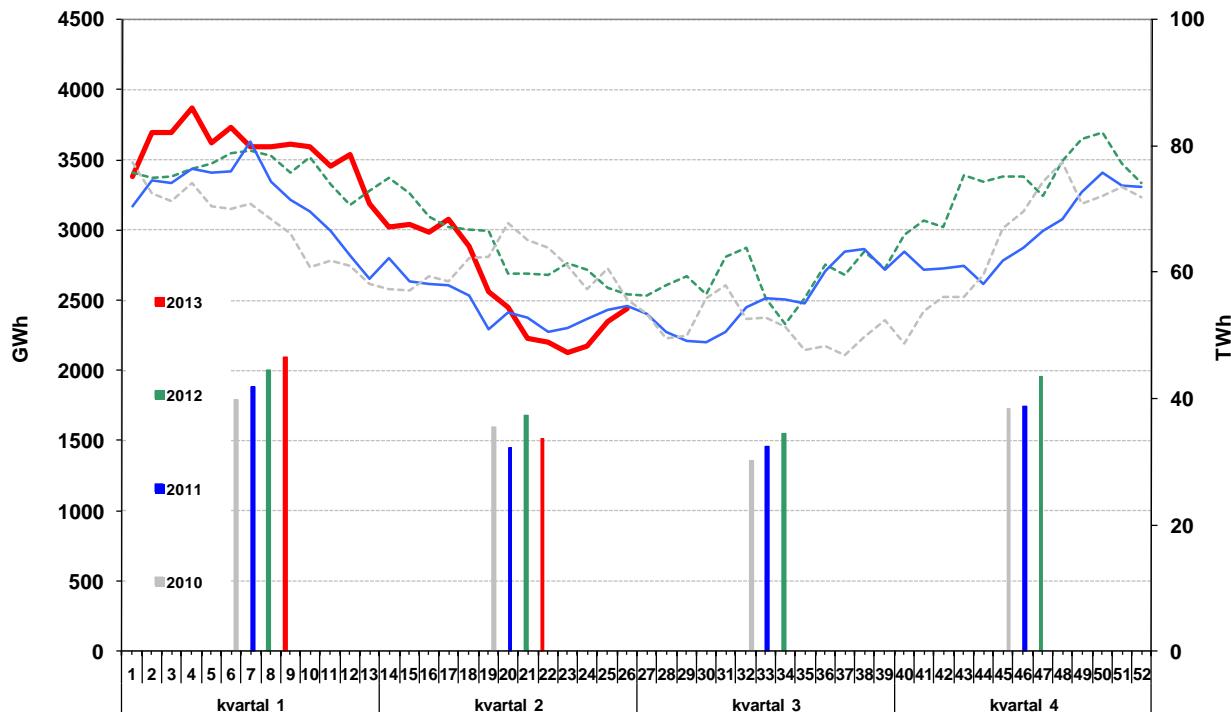
Dei siste 12 månadene er det produsert 139,7 TWh elektrisk kraft i Noreg mot 146,2 i tilsvarende periode året før. Det er ein nedgang på 4,4 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er 8,1 TWh lågare enn den høgaste produksjonen for ein 12-månadersperiode (147,8 TWh) og om lag på same nivå som gjennomsnittleg årleg produksjonsevne for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft) som er berekna til rundt 140 TWh ved utgangen av 2012. Av dette er 130,6 TWh vasskraft, 7,8 TWh varmekraft og 1,6 TWh vindkraft.

1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

I andre kvartal vart det produsert 33,5 TWh elektrisk kraft i Sverige. Det er 3,9 TWh mindre enn i same kvartal 2012. Den svenske vasskraftproduksjonen gjekk ned 5,7 TWh og var med det lågare enn kjernekraftproduksjonen i Sverige som auka med 1,1 TWh samanlikna med andre kvartal 2012. Den svenske vasskraftproduksjonen utgjorde 40 prosent av total produksjon i andre kvartal, medan kjernekraftproduksjonens del var på 45 prosent. Den resterande kategorien anna kraftproduksjon, som dekkjer både vind- og termisk kraftproduksjon, hadde òg ein oppgang samanlikna med same kvartal i fjor.

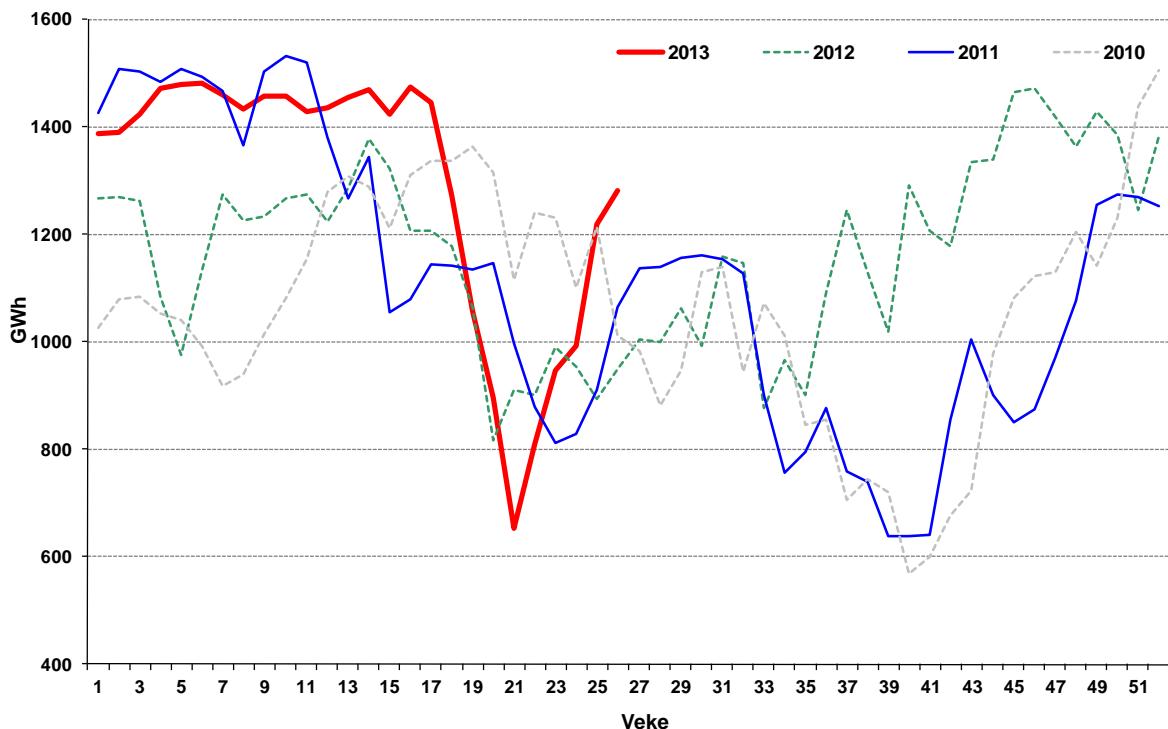
Dei siste 52 vekene har det vore produsert 157,9 TWh i Sverige. Det er 5 TWh i meir enn i dei 52 føregående vekene.

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



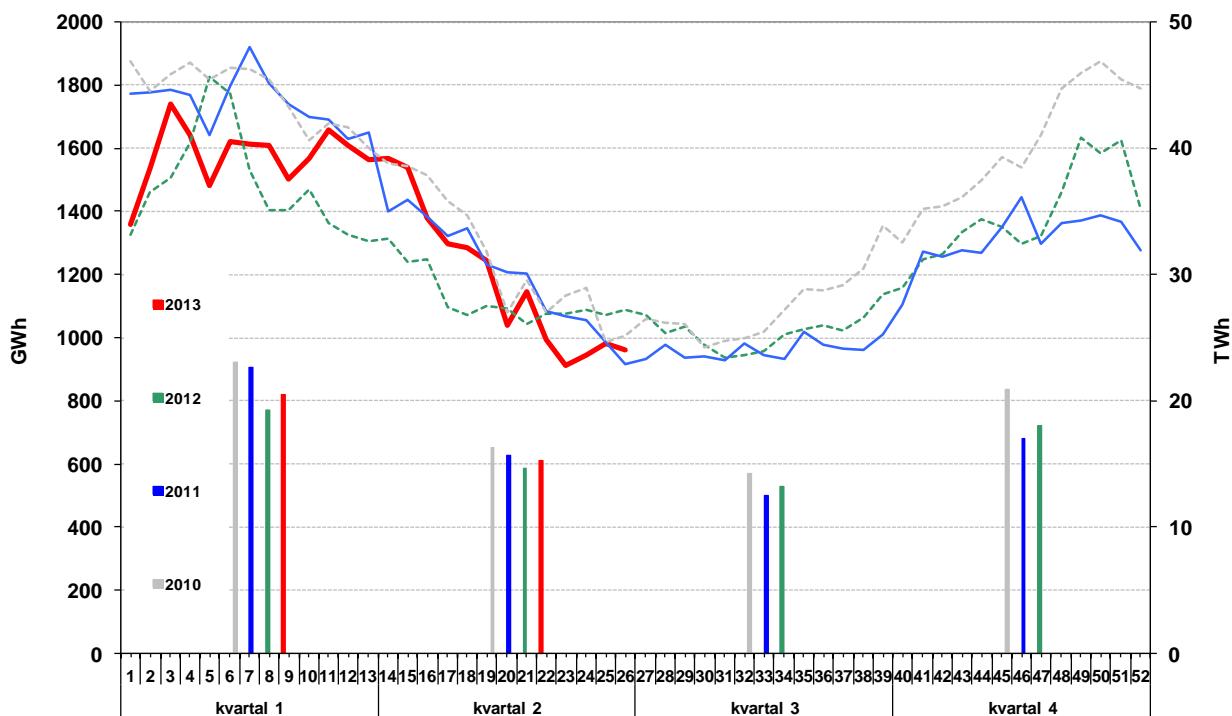
Figur 1.3.5 syner produksjonen frå svenske kjernekraftverk kvar veke dei siste fire åra. Kapasiteten er normalt sett høg gjennom vinteren. Kapasiteten går så noko ned om sommaren på grunn av vedlikehaldsarbeid, for så å auke igjen utover hausten når kraftverka kjem tilbake i drift. Den store nedgangen i kjernekraftproduksjonen i mai (veke 20 til 21) er grunna at mange av kraftverka var ute til planlagt vedlikehald, oppgradering, testing og utskifting av brensel.

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



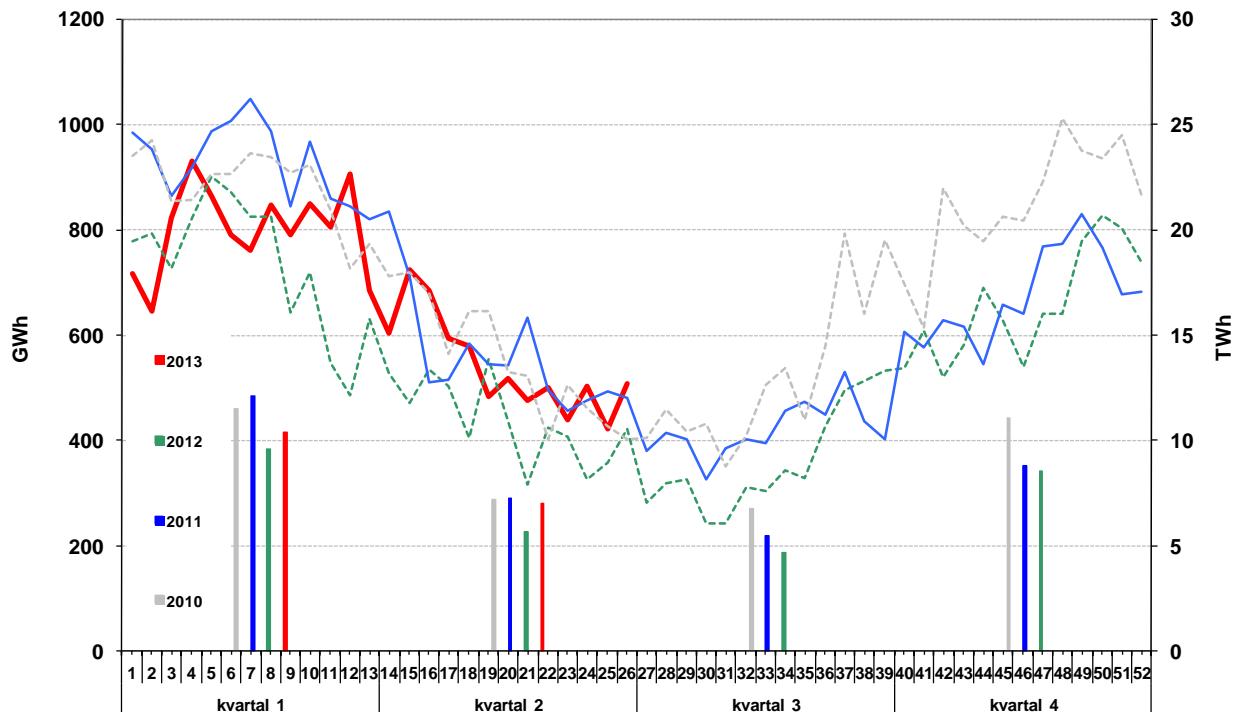
I andre kvartal 2013 vart det produsert 15,3 TWh elektrisk kraft i Finland, ein auke på 0,7 TWh frå andre kvartal i 2012. Vasskraftproduksjonen gjekk ned med 0,7 TWh, medan kjernekraftproduksjonen og anna kraftproduksjon auka med høvesvis 0,4 og 1,0 TWh. Dei siste 52 vekene vart det produsert 67,1 TWh kraft i Finland. Det er ein auke på 3,6 TWh frå same periode eitt år tidlegare.

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



I første kvartal 2013 vart det produsert 7,0 TWh elektrisk kraft i Danmark, noko som tilsvarer ein auke på 1,4 TWh frå andre kvartal i fjor. Det var ein nedgang i vindkraftproduksjonen, medan den termiske kraftproduksjonen auka samanlikna med same kvartal i fjor. Det har vore produsert 30,7 TWh elektrisk kraft i Danmark dei siste 52 vekene. Det er 1,2 TWh meir enn dei føregåande 52 vekene.

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



1.4 Forbruk

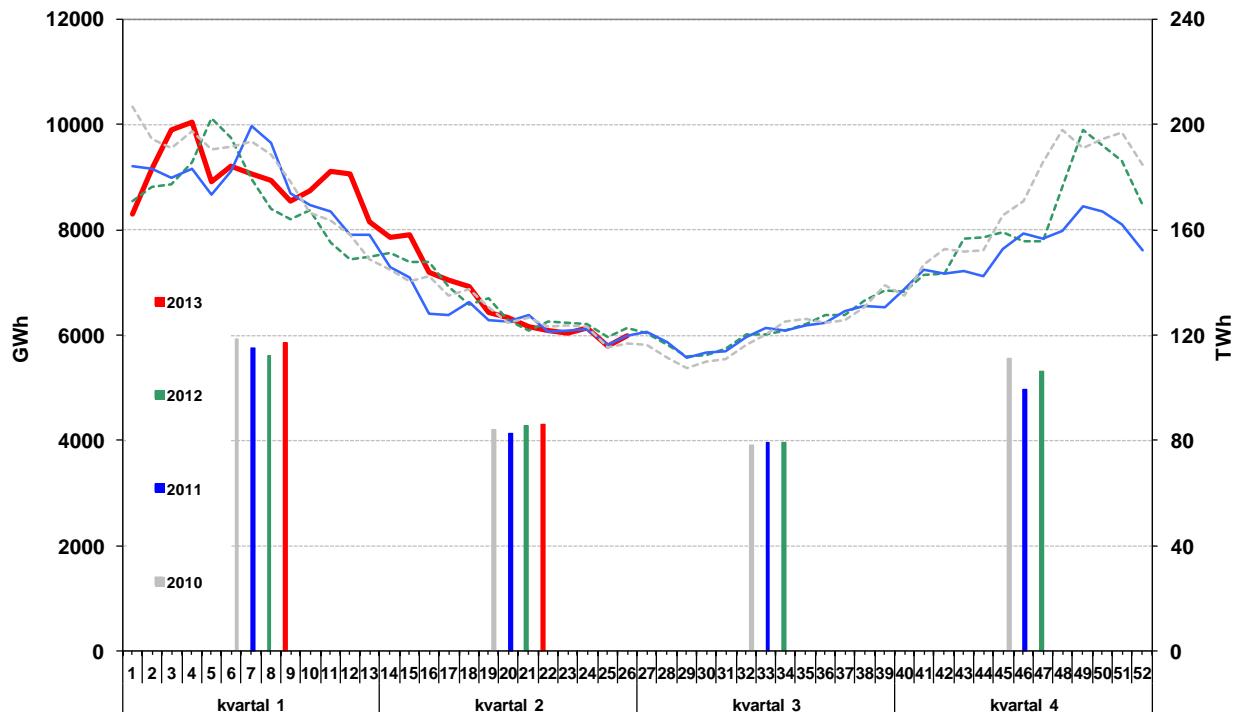
I Norden har kraftprisane historisk vore relativt låge grunna god tilgjenge på rimeleg produksjonskapasitet som vasskraft og kjernekraft. Dette har ført til ein relativt stor kraftintensiv industri og mykje bruk av elektrisitet til oppvarming. Utviklinga i samla kraft- og energibruk vil avhenge av fleire høve, mellom anna økonomisk aktivitet, men er samstundes nærmere knytte til temperaturen gjennom året enn i andre land. Typisk vil forbruket være lågare på sommaren og høgare på vinteren.

TWh	2.kv. 2013	Endring frå 2.kv. 2012	Siste 52 veker	Endring frå foregåande 52 veker
Noreg	28,9	1,0 %	132,5	5,1 %
Sverige	30,9	-1,8 %	141,1	2,1 %
Finland	18,4	-0,2 %	82,5	2,3 %
Danmark	7,8	0,5 %	33,8	-0,6 %
Norden	85,9	-0,3 %	390,0	2,9 %

Det samla nordiske kraftforbruket var 85,9 TWh i andre kvartal 2013. Det er 0,3 TWh lågare enn i same kvartal året før. Mildare vær, spesielt i slutten av kvartalet, medverka til nedgangen.

Dei siste 52 vekene har forbruket i Norden vore 390,0 TWh. Det er 11,0 TWh høgare enn i dei foregåande 52 vekene. Dei to siste kvartala av 2012 samt første kvartal i 2013 var kaldare enn i same periode eitt år tidlegare. Det medverka til høgare forbruk den siste 52-verkers perioden.

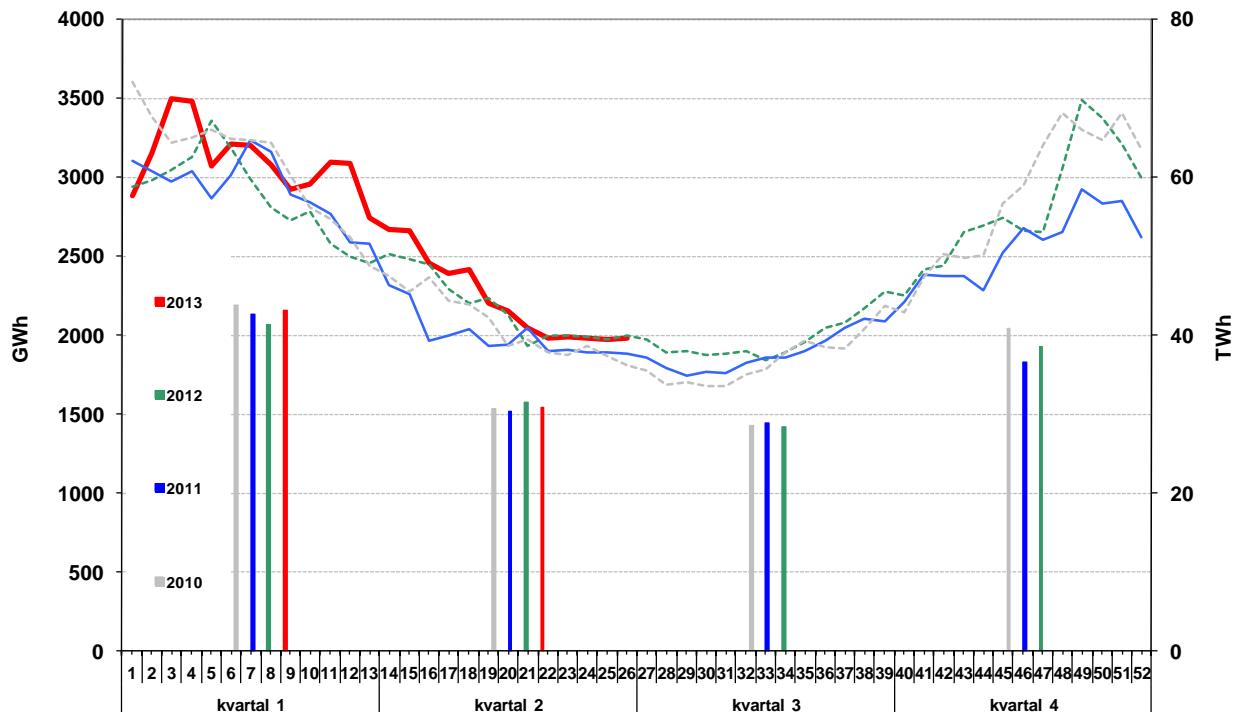
Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



1.4.1 Noreg – høgt kraftforbruk

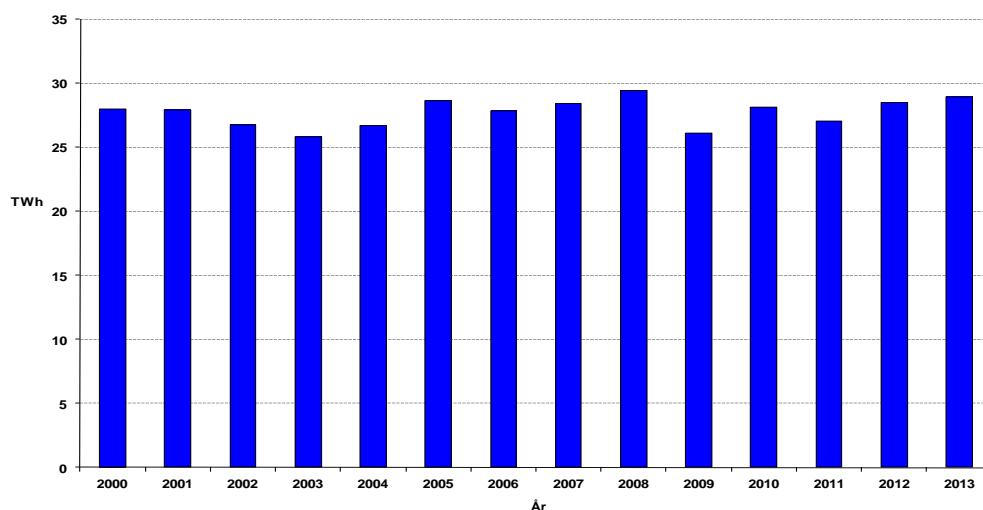
Figur 1.4.2 Norsk forbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh.

Kjelde: Nord Pool Spot



Det norske elektrisitetsforbruket var i andre kvartal 28,9 TWh mot 28,6 TWh i same kvartal i 2012. Det er ein auke på 1,3 prosent. Forbruket i andre kvartal i år er det nest høgaste nokon gong, berre 0,6 TWh under rekorden fra 2008.

Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i andre kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



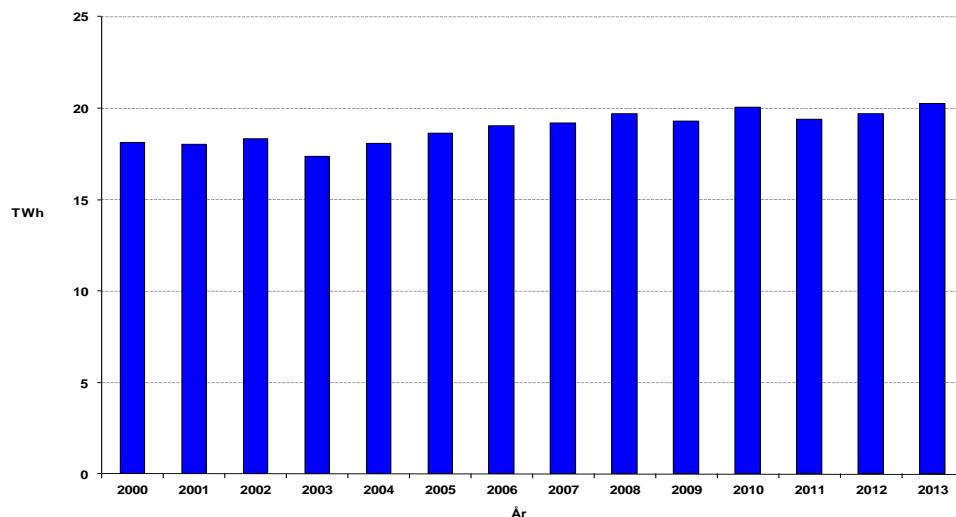
I første halvår 2013 var det norske elektrisitetsforbruket 68,9 TWh. Det er 2,4 TWh høgare enn i same periode i 2012, dvs. ein auke på 3,7 prosent.

Dei siste 12 månadene har elektrisitetsforbruket vore 132,5 TWh mot 126,1 TWh i same periode eit år før. Det er ein auke på 5,1 prosent. Forbruket dei siste 12 månadene er det nest høgaste som nokon gong er registrert, berre 0,2 TWh lågare enn den førre rekorden frå mai 2013. Auken i forbruket heng mellom anna saman med at siste 12-månadersperiode var mykje kaldare enn same periode eit år før.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 19,8 TWh i andre kvartal i år mot 19,7 TWh i same kvartal i 2012. Det er ein auke på 0,8 prosent. I første halvår 2013 var det ein auke på 4,5 prosent og for siste 12-månadersperiode ein auke på 6,4 prosent.

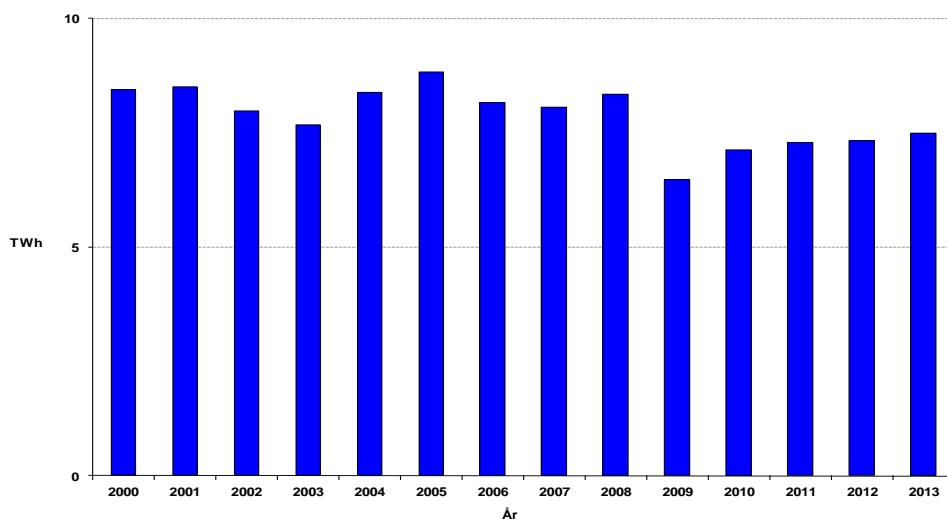
Andre kvartal var både noko varmare enn same kvartal 2012 og noko varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturtilhøve vart det alminnelege forbruket 20,2 TWh i andre kvartal 2013 mot 19,7 TWh i tilsvarende kvartal i 2012. Det er ein auke på 2,8 prosent. I første halvår var dette forbruket på same nivå som i same periode i 2012 og for siste 12-månadersperiode var det ein auke på 0,9 prosent.

Figur 1.4.4 Bruttoforbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, andre kvartal 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



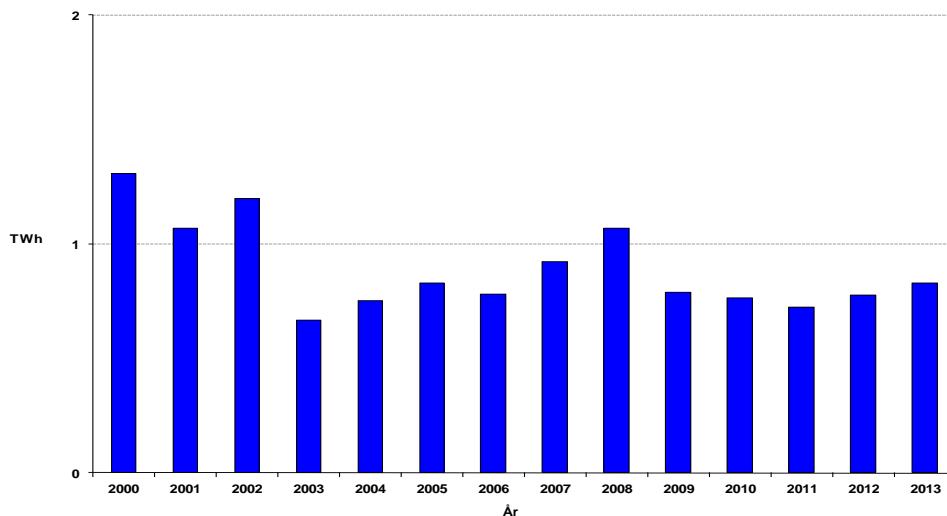
Bruttoforbruket i kraftintensiv industri var i andre kvartal 7,5 TWh. Det er 2,4 prosent høgare enn i same periode i 2012. I første halvår 2013 var det ein auke 1,5 prosent. Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 30,2 TWh. Det er ein auke på 1,1 prosent frå same periode eit år før.

Figur 1.4.5 Bruttoforbruk i kraftintensiv industri i andre kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjelar var i andre kvartal 6,7 prosent høgare jamfört med tilsvarende kvartal i 2012. I første halvår var det ein auke på 18,4 prosent. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 3,9 TWh som er 17,4 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.

Figur 1.4.6 Forbruk av kraft til elektrokjelar i andre kvartal for perioden 2000-2013, TWh. Kjelde: NVE

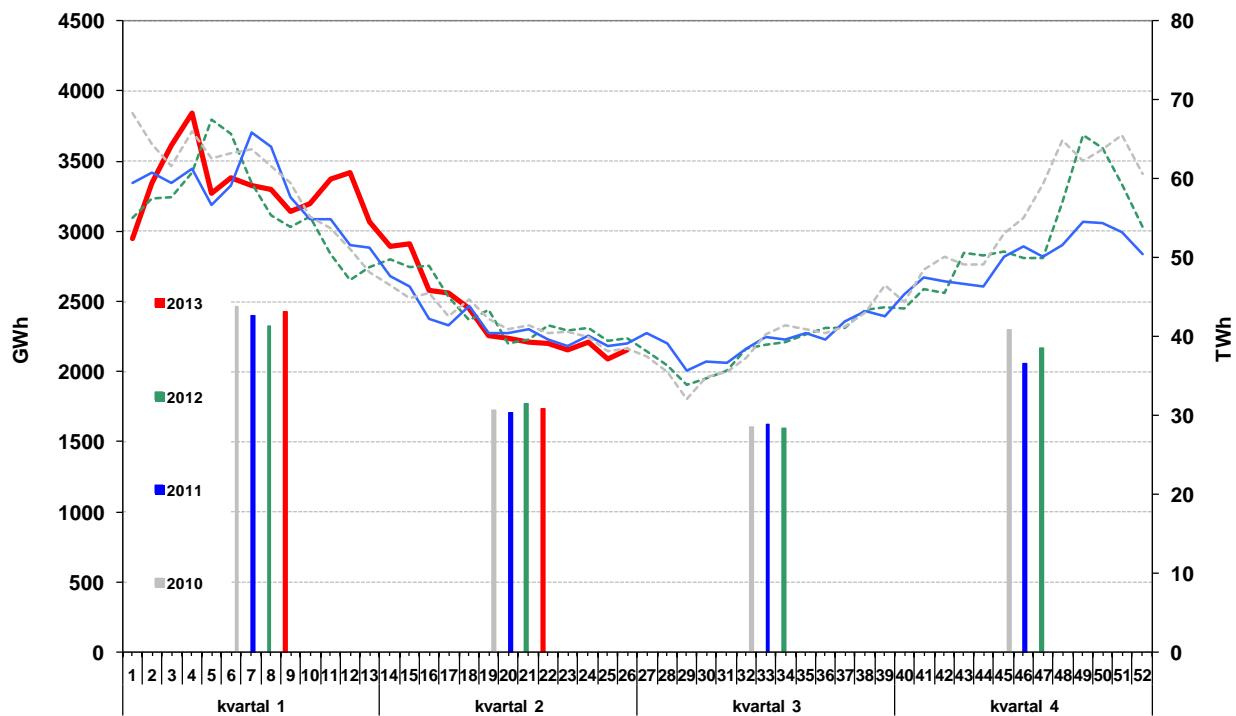


1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket var 30,9 TWh i andre kvartal 2013. Det er 0,6 TWh mindre enn i same kvartal i 2012. I følgje tal frå Svensk Energi var det temperaturkorrigerte forbruket 31,7 TWh i andre kvartal. Det er 0,1 TWh mindre enn i same kvartal i fjor. Det tyder difor på at nedgangen i faktisk forbruk i hovudsak skuldast høgare temperaturar.

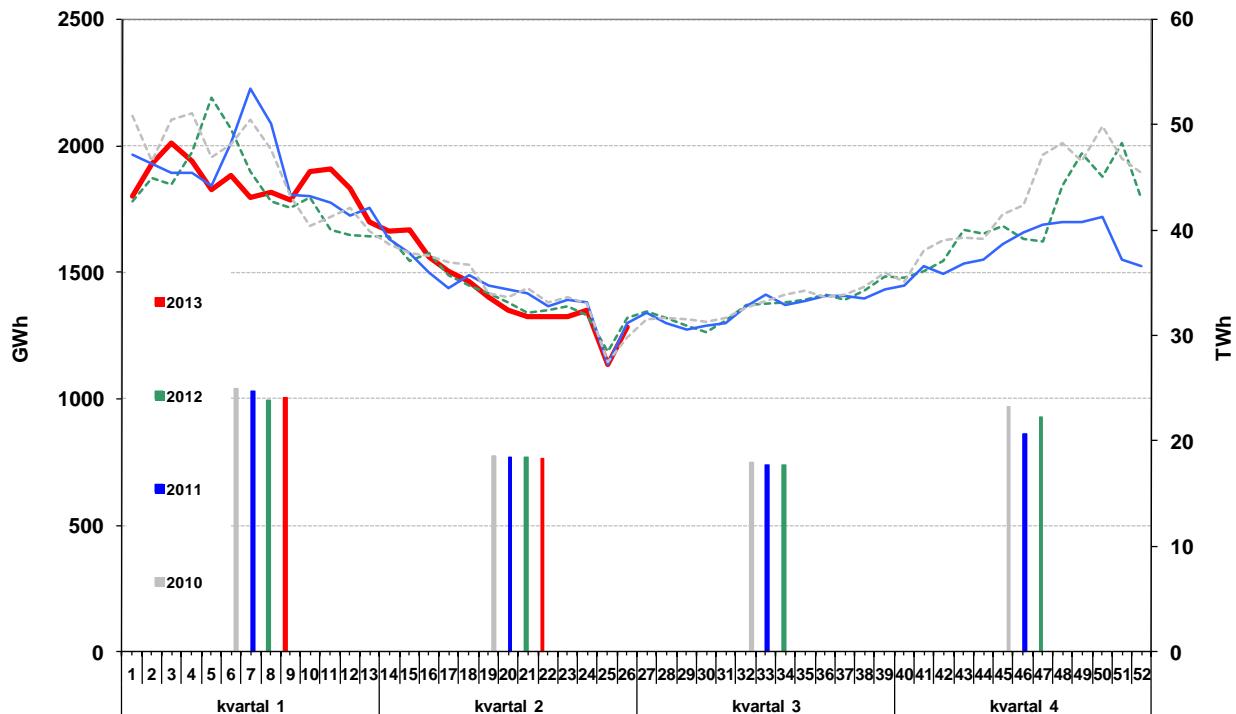
Dei siste 52 vekene var kraftforbruket i Sverige 141,1 TWh. Det er 2,9 TWh mindre enn i tilsvarende periode eitt år tidlegare.

Figur 1.4.7 Svensk forbruk, 2010 – 2013, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veko og TWh.
Kjelde: Nord Pool Spot



I andre kvartal 2013 var det finske kraftforbruket 18,4 TWh. Det er på nivå med same periode i 2012. Dei siste 52 vekene har kraftforbruket i Finland vore 82,5 TWh – ein auke på 1,8 TWh frå dei føregåande 52 vekene. I veko 25 vart mykje av den kraftintensive industrien i Finland ute til vedlikehald, saman med feiring av midtsommar.

Figur 1.4.8 Finsk forbruk, 2010 – 2013, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veko og TWh.
Kjelde: Nord Pool Spot



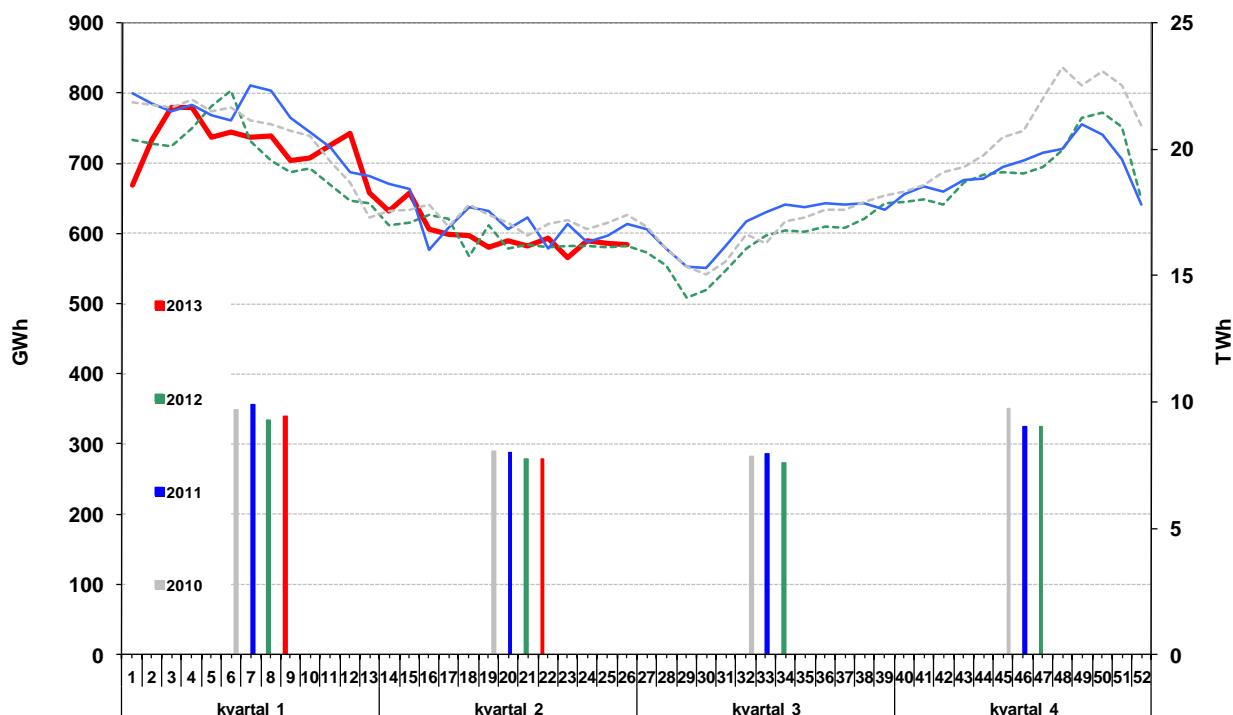
I Danmark nyttast mykje fjernvarme, og berre ein liten del av kraftforbruket går til oppvarming. Det danske forbruket er difor mindre temperaturavhengig enn forbruket i dei andre nordiske landa.

Danmark hadde eit kraftforbruk på 7,8 TWh i andre kvartal i 2013. Det er 0,1 TWh meir enn i andre kvartal i fjar. Forbruket på Jylland var 4,7 TWh, medan det på Sjælland var 3,1 TWh.

Dei siste 52 vekene har kraftforbruket i Danmark vore 33,8 TWh. Det er ein nedgang på 0,2 TWh frå dei føregåande 52 vekene. Reduksjonen var størst på Sjælland.

Figur 1.4.9 Dansk forbruk, 2010 – 2013, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh.

Kjelde: Nord Pool Spot



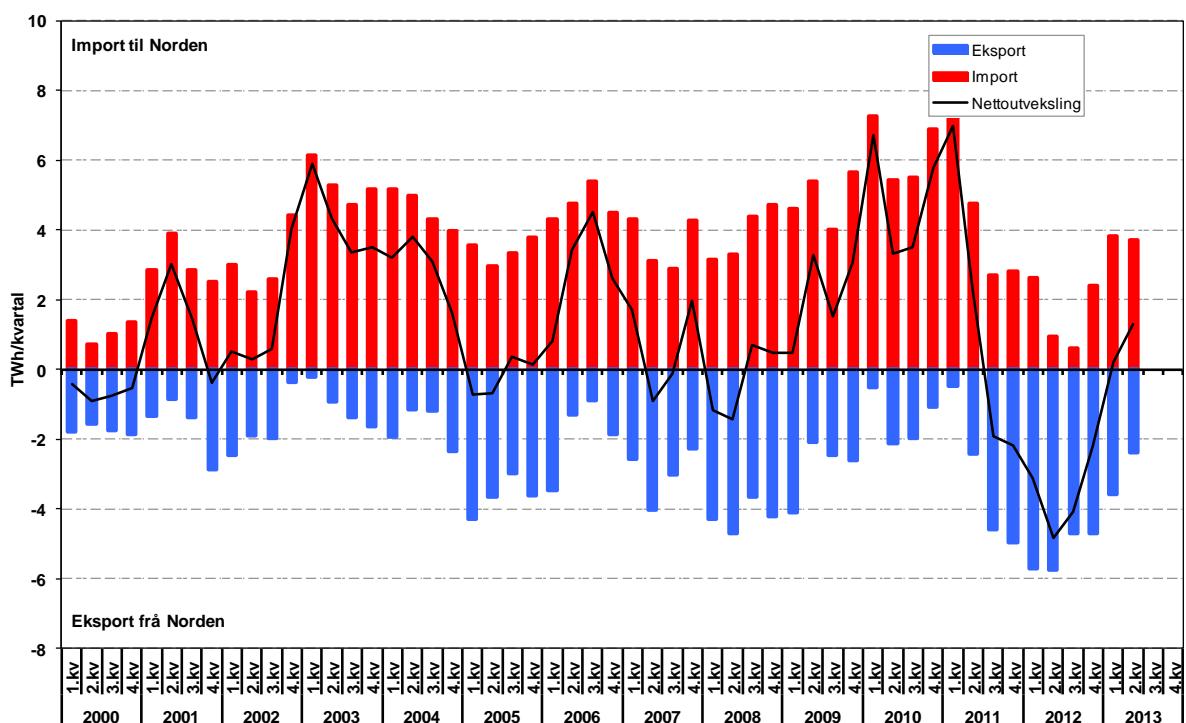
1.5 Kraftutveksling

Den nordiske nettoimporten var 1,2 TWh i andre kvartal. I same kvartal i fjor var det 5,1 TWh nordisk nettoeksport. Lågare prisar på kontinentet, særleg i Tyskland, som følgje av meir vind- og solkraftproduksjon, har òg medverka til høgare nordisk import samanlikna med andre kvartal i fjor.

Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	2.kv. 2013	2.kv. 2012	Siste 52 veker	Føregåande 52 veker
Noreg	0,0	-5,1	-7,2	-20,1
Sverige	-2,6	-5,8	-16,8	-14,5
Finland	3,1	3,8	15,4	17,2
Danmark	0,7	2,0	3,1	4,5
Norden	1,2	-5,1	-5,4	-12,9

Dei siste 52 vekene var det 5,4 TWh nordisk nettoeksport. Det er 7,5 TWh mindre enn dei 52 føregåande vekene. Med unntak av dei to første kvartala i 2013 har det vore nordisk nettoeksport i alle kvartala sidan andre kvartal 2011.

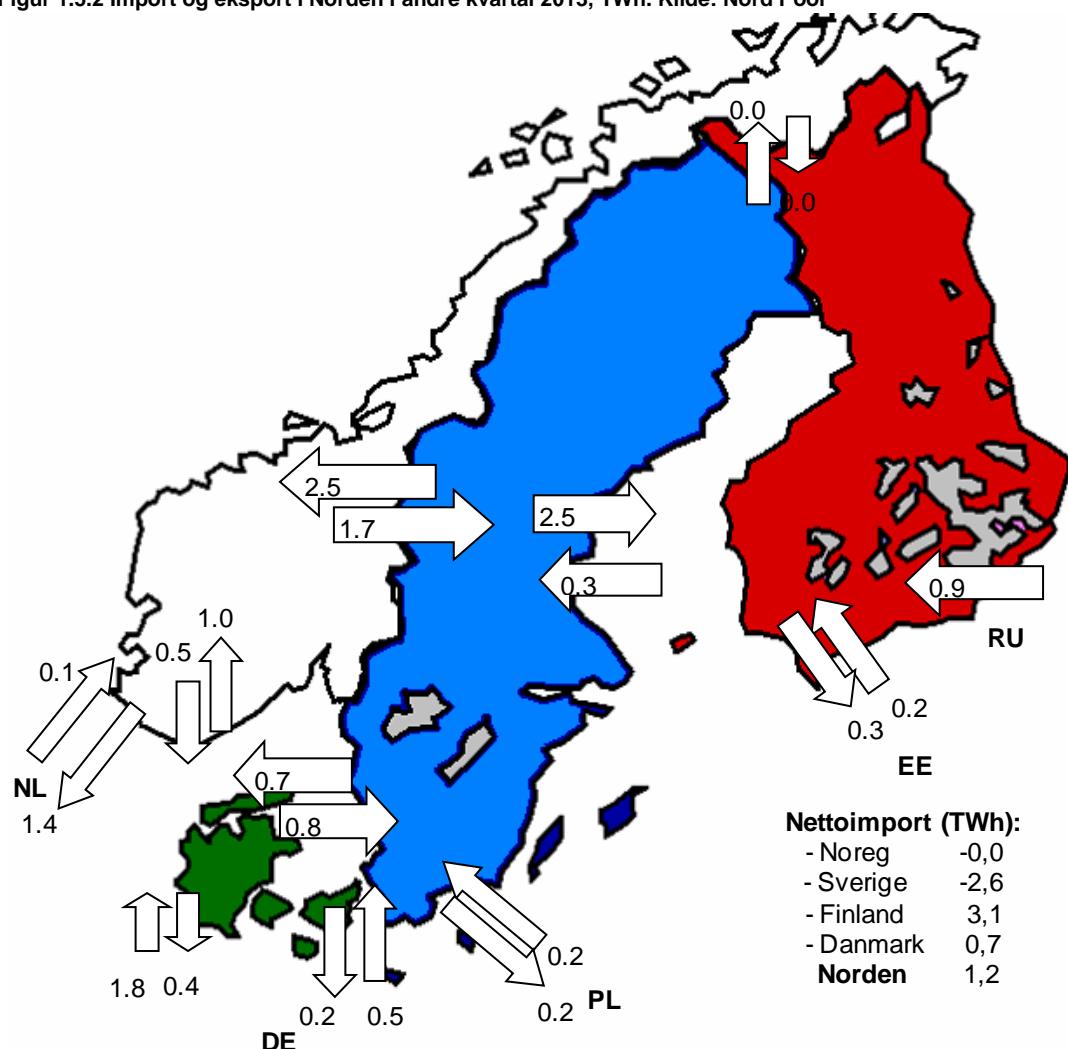
Figur 1.5.1 Nordens netto kraftimport, 2000-2013. TWh. Kilde: Nord Pool



Medan det i hovudsak var nordisk eksport til Nederland, var det nordisk nettoimport frå Tyskland i andre kvartal. Det har vore større forskjell mellom kraftprisen i Tyskland og Nederland. Låge tyske prisar, grunna auka vind- og solkraftproduksjon, har medverka til at mykje av den nordiske kraftimporten skjedde på forbindelsane med Tyskland i andre kvartal. Totalt var det 1,7 TWh nordisk nettoimport frå Tyskland.

Det var 1,3 TWh nettoeksport til Nederland. Noreg importerte frå Nederland i åtte prosent av timane i andre kvartal. Det var i hovudsak nattetimar i starten av kvartalet at Noreg importerte. NorNeds fulle kapasitet vart nytta til eksport i dei fleste timane i siste halvdel av kvartalet. Det finske importen frå Russland utgjorde 0,9 TWh i andre kvartal. I snitt vart 32 prosent av importkapasiteten frå Russland nytta gjennom kvartalet.

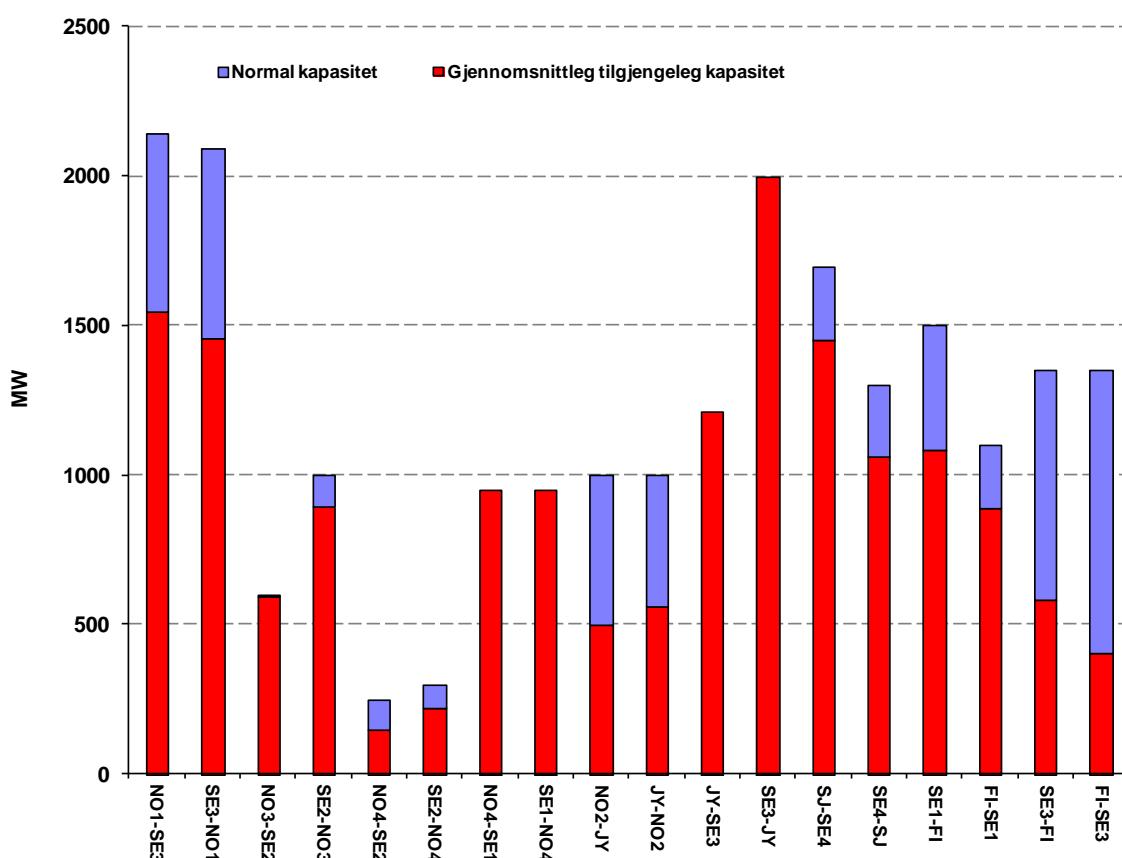
Figur 1.5.2 Import og eksport i Norden i andre kvartal 2013, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 1.5.3 syner gjennomsnittleg tilgjengeleg overføringskapasitet på ulike nordiske forbindinger i første kvartal 2013. Det er ofte redusert tilgjengeleg kapasitet på forbindelsen mellom Aust-Noreg og Sverige(SE3). Kor mykje kapasitet som vert tilgjengeleggjort av Statnett og Svenska Kraftnät avhenger av tilhøve i nettet internt i Sverige og Noreg. I første kvartal var i snitt 72 prosent av den maksimale kapasiteten tilgjengeleg i retning Sverige og 70 prosent i retning Noreg på denne forbindelsen. Det er noko lågare enn i same kvartal i fjor.

Fennoskan-kablane mellom Finland og det svenske elspotområdet SE3 var lenge redusert grunna ein feil som oppsto i august i fjor. Feilen vart retta og full kapasitet var tilgjengeleg for marknaden frå den 11. april. Vedlikehaldsarbeid i juni medverka til at det i snitt var lite kapasitet tilgjengeleg for marknaden gjennom kvartalet. 43 prosent var tilgjengeleg i retning Finland og 30 prosent i retning Sverige.

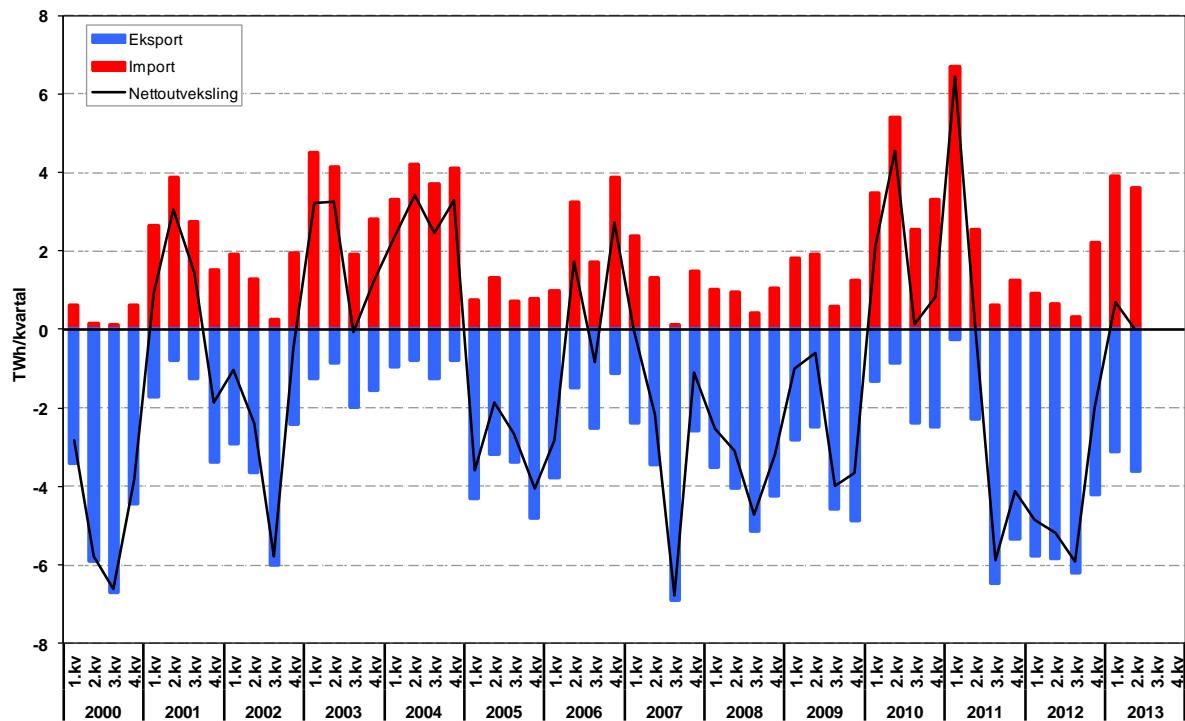
Figur 1.5.3 Tilgjengeleg og maksimal kapasitet på utvalte nordiske overføringsforbindelsar i andre kvartal 2013, MW. (frå – til) Kilde: Nord Pool



1.5.1 Kraftutvekslinga til Noreg

Det var norsk nettoimport i de seks første vekene av andre kvartal og norsk nettoeksport i de syv siste vekene. Den samla utvekslinga for kvartalet var i balanse. Snøsmelting og mykje nedbør frå og med midten av mai bidrog saman med lågare etterspørsel som følgje av mildare vær til at utvekslinga snudde frå import til eksport. Samanlikna med same kvartal i fjor skifta utvekslinga retning frå nettoeksport til import på forbindelsane til Danmark og Sverige, og nettoeksporten til Nederland vart redusert. Totalt var det 5,1 TWh norsk nettoeksport i andre kvartal i fjor.

Figur 1.5.4 Norsk netto kraftimport, 2000-2013. TWh. Kilde: Nord Pool



1.5.2 Kraftutvekslinga til andre nordiske land

Sverige var det einaste landet i Norden med nettoeksport i andre kvartal. Totalt var den svenske nettoeksporten 2,6 TWh. Det er meir enn ein halvering samanlikna med same kvartal i fjer. Det var høg svensk eksport til Noreg i første del av kvartalet. Den samla svenske nettoeksporten var 0,8 TWh. I same kvartal i fjer var det 2,3 TWh svensk nettoimport frå Noreg. Det var òg svensk nettoeksport til Finland, medan det var svensk nettoimport frå Danmark og Tyskland. Det var 0,1 TWh nettoimport frå Danmark. I same kvartal i fjer var det 2,6 TWh svensk nettoeksport. Utvekslinga med Polen var i balanse.

Den danske nettoimporten var 0,7 TWh i andre kvartal. Det er ein auke på 0,5 TWh samanlikna med andre kvartal i fjer. Danmark importerte mykje frå Tyskland og eksporterte vidare til Noreg og Sverige. Den danske nettoimporten frå Tyskland var totalt 1,4 TWh i andre kvartal. I same kvartal i fjer var det 1,9 TWh dansk nettoeksport til Tyskland. Utvekslinga med Tyskland er sterkt påverka av den store variasjonen i kor mykje overføringskapasitet som er tilgjengeleg mellom Jylland og Tyskland. Den varierar med tilstanden i systemet på dansk og tysk side som er sterkt prega av vekslande vindkraftproduksjon. I andre kvartal var i snitt 29 prosent av maksimal overføringskapasitet tilgjengeleg i retning Tyskland og 95 prosent i retning Jylland. I same kvartal i fjer var det tilgjengeleg 54 prosent i retning Tyskland og 71 prosent i retning Jylland. Dette har til ein viss grad medverka til endringa i flyten.

Den finske nettoimporten i årets andre kvartal var 3,1 TWh. Det er 0,7 TWh lågare enn i same kvartal i fjer. Den største endringa er på forbindelsen mellom Sverige og Finland. Det var 2,2 TWh finsk nettoimport frå Sverige i andre kvartal i år, 1,5 TWh lågare enn i same kvartal i fjer. Mindre tilgjengeleg overføringskapasitet på Fennoskan-kablane til SE3 i slutten av kvartalet har medverka til denne nedgangen.

1.6 Kraftprisar

1.6.1 Spotmarknaden

I årets andre kvartal har prisane i Noreg vore mellom 292 til 299 kr/MWh i gjennomsnitt.

Snittprisen for dei tre nordlegaste elspotområda i Sverige vart 291 kr/MWh. SE4, sør i Sverige, og Sjælland fekk same snittpris på 292 kr/MWh.

Finland fekk ein kvartalspris på 304 kr/MWh, medan Jylland fekk den høgaste snittprisen på 323 kr/MWh. Ein

viktig årsak til den høge prisen på Jylland, var hendinga i kraftsystemet den 7. juni. Då var det ikkje nok kraft til å dekkje etterspurnaden, og det ble naudsynt med avkorting av forbruket. Prisen på Jylland var i dette døgnet var opp i 15222,8 kr/MWh (2000 EUR/MWh) i to timer, som er den tekniske maksimalprisen på den nordiske kraftmarknaden.

Samanlikna med andre kvartal 2012 har dei norske prisane auka med 36 til 48 prosent. Det heng saman med at ressursgrunnlaget var betre i fjar enn i år. I Vest- og Midt-Noreg, som fekk dei høgaste prisane i Noreg, var kraftsituasjonen stram fram til snøsmeltinga.

Høgare temperaturar førte òg til lågare kraftetterspurnad, noko som er med på å forklare nedgangen i dei norske kraftprisane i andre kvartal i år, samanlikna med kvartalet før. Snittprisane for dei norske elspotområda har dei 12 siste månadene vore mellom 4-6 prosent lågare enn i førre 12 månadsperiode. Gode ressurstilhøve i 2012 forklarar noko av denne utviklinga.

Tabell 1.6.1 syner ei oversikt over prisforskjellar mellom ulike prisområde. Til dømes var prisane i Aust-Noreg (NO1) og Midt-Noreg (NO3) like i 46,1 prosent av tida. Dette kan ein sjå ut frå tabellen ved å leggje saman tida kor Midt-Noreg hadde lågare pris (27,5 prosent) og tida kor Midt-Noreg hadde høgare pris enn Aust-Noreg (26,4 prosent). I dei resterande timane var prisane like.

At dei tyske prisane var lågare enn prisen i Sør-Sverige i heile 62 prosent av tida i andre kvartal utgjer et stor skilnad frå same periode for eit år sia. Da var tyske prisar lågare i 17 prosent av tida. Dette tyder på at dei fornybare teknologiane, sol- og vindkraft, no har ein betydeleg påverknad på dei tyske prisane.

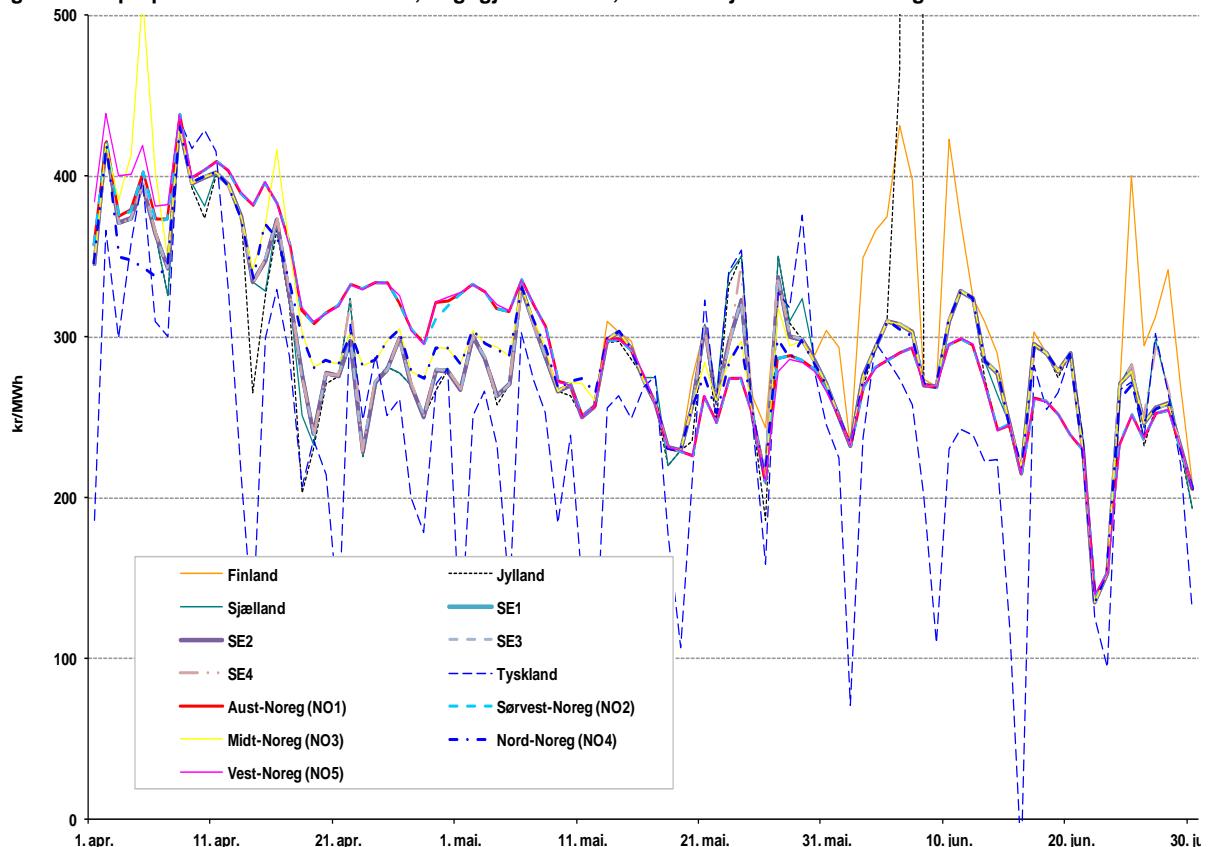
Elspotprisar kr/MWh	2. kv. 2013	Endring frå 2.kv. 2012	Endring frå 1.kv. 2013	Gj.s nitt siste 12 mnd.	Endring frå foregående 12 mnd.
Aust-Noreg (NO1)	296	46 %	-6 %	238	-5 %
Sørvest-Noreg (NO2)	296	46 %	-5 %	236	-4 %
Midt-Noreg (NO3)	297	36 %	-4 %	250	-6 %
Nord-Noreg (NO4)	292	37 %	-6 %	248	-6 %
Vest-Noreg (NO5)	298	48 %	-6 %	235	-4 %
SE1	291	33 %	-6 %	252	-6 %
SE2	291	33 %	-6 %	252	-7 %
SE3	291	30 %	-7 %	253	-8 %
SE4	292	15 %	-7 %	260	-10 %
Finland	303	24 %	-3 %	280	-6 %
Jylland (DK1)	322	18 %	9 %	273	-12 %
Sjælland (DK2)	292	6 %	-3 %	281	-13 %
Estland	339	29 %	8 %	301	-1 %
Tyskland (EEX)	248	-19 %	-23 %	342	-15 %

Tabell 1.6.1 Prosentdel av timane i andre 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	2.0 %	27.5 %	32.7 %	6.5 %	28.8 %	28.8 %	28.8 %	28.5 %	29.7 %	34.6 %	30.4 %	63.9 %	
	NO2	0.4 %	27.3 %	32.6 %	6.9 %	28.6 %	28.6 %	28.6 %	28.3 %	29.5 %	34.1 %	30.3 %	63.6 %	
	NO3	26.4 %	26.6 %		9.3 %	30.3 %	18.2 %	18.2 %	18.2 %	19.3 %	31.0 %	21.6 %	66.0 %	
	NO4	21.9 %	22.2 %	0.5 %		26.3 %	13.4 %	13.4 %	13.4 %	14.5 %	26.3 %	16.8 %	63.9 %	
	NO5	8.3 %	9.7 %	29.4 %	33.7 %		32.1 %	32.1 %	31.8 %	33.0 %	37.3 %	33.7 %	60.8 %	
	SE1	20.6 %	21.0 %	2.6 %	8.4 %	26.4 %		0.0 %	0.0 %	0.0 %	1.1 %	16.1 %	4.7 %	61.8 %
	SE2	20.6 %	21.0 %	2.6 %	8.4 %	26.4 %	0.0 %		0.0 %	0.0 %	1.1 %	16.1 %	4.7 %	61.8 %
	SE3	20.6 %	21.0 %	2.6 %	8.4 %	26.4 %	0.0 %	0.0 %		0.0 %	1.1 %	16.1 %	4.7 %	61.8 %
	SE4	21.1 %	21.0 %	4.7 %	10.3 %	26.9 %	2.4 %	2.4 %	2.4 %		2.7 %	17.0 %	4.7 %	61.8 %
	Finland	24.8 %	25.2 %	13.7 %	18.7 %	30.5 %	11.1 %	11.1 %	11.1 %	11.1 %		22.6 %	14.6 %	64.6 %
Sjælland	Jylland	19.7 %	20.0 %	8.9 %	13.7 %	25.5 %	8.0 %	8.0 %	8.0 %	6.9 %	7.0 %		3.3 %	52.9 %
	Sjælland	22.2 %	22.6 %	7.9 %	13.2 %	28.0 %	7.2 %	7.2 %	7.2 %	5.7 %	6.2 %	13.7 %		58.1 %
	EEX	25.5 %	25.6 %	19.5 %	22.3 %	30.3 %	20.6 %	20.6 %	20.6 %	20.1 %	19.3 %	16.8 %	16.4 %	

Figur 1.6.1 syner døgnprissnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX i andre kvartal 2013. Frå veke 14 til veke 17 låg prisen i Aust-Noreg (NO1) på 376 kr/MWh. Høgare tilsig frå snøsmelting bidrog til at prisane falt. Frå veke 20 og ut kvartalet vart snittprisen i NO1 på 255 kr/MWh. Vest- og Midt-Noreg hadde noko høgare prisar enn resten av Noreg i starten av kvartalet. Det heng saman med at kraftsituasjonen i desse områda var stram før snøsmeltinga.

Figur 1.6.1 Spotprisar i andre kvartal 2013, døngjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX

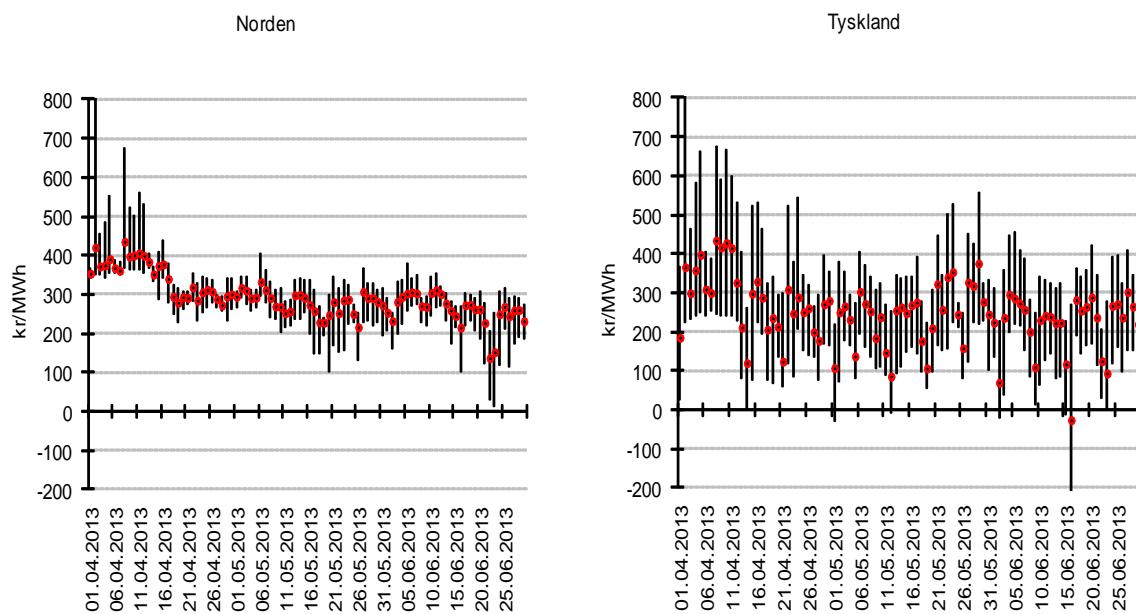


I figur 1.6.1 ser ein at den tyske prisen har ein tendens til å falle kraftig om helga, til dømes søndag 16. juni, då døgnprisen vart negativ. Sjølv med betydeleg innslag av sol- og vindkraft har kraftsystemet i Tyskland eit stort innslag av termisk produksjon og er dermed mindre fleksibelt enn det nordiske kraftsystemet. Produksjon frå fornybare kjelder i Tyskland har ført til at prisen der vart låg i timer med låg kraftteterspurnad. Samansetninga av produksjonskapasiteten i Tyskland bidrar til at prisvariasjonen er

mykje høgare i Tyskland enn i det nordiske systemet. Figur 1.6.2 syner prisvariasjonane og gjennomsnitt gjennom døgnet til systemprisen i Norden og prisen i Tyskland. Systemprisen er den prisen som hadde vert klarert av marknaden, dersom det ikkje vart flaskehalsar i Norden. Det forklarar delvis kvifor Norden har lågare variasjon.

Ein ser igjen at i Norden kor ein har eit høgt innslag av fleksibel vasskraftproduksjon, har eit jamnare prisbilete med mindre variasjonar enn Tyskland.

Figur 1.6.2 Nordisk system og tysk døgngjennomsnitt, samt prisvariasjonar over døgnet, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX



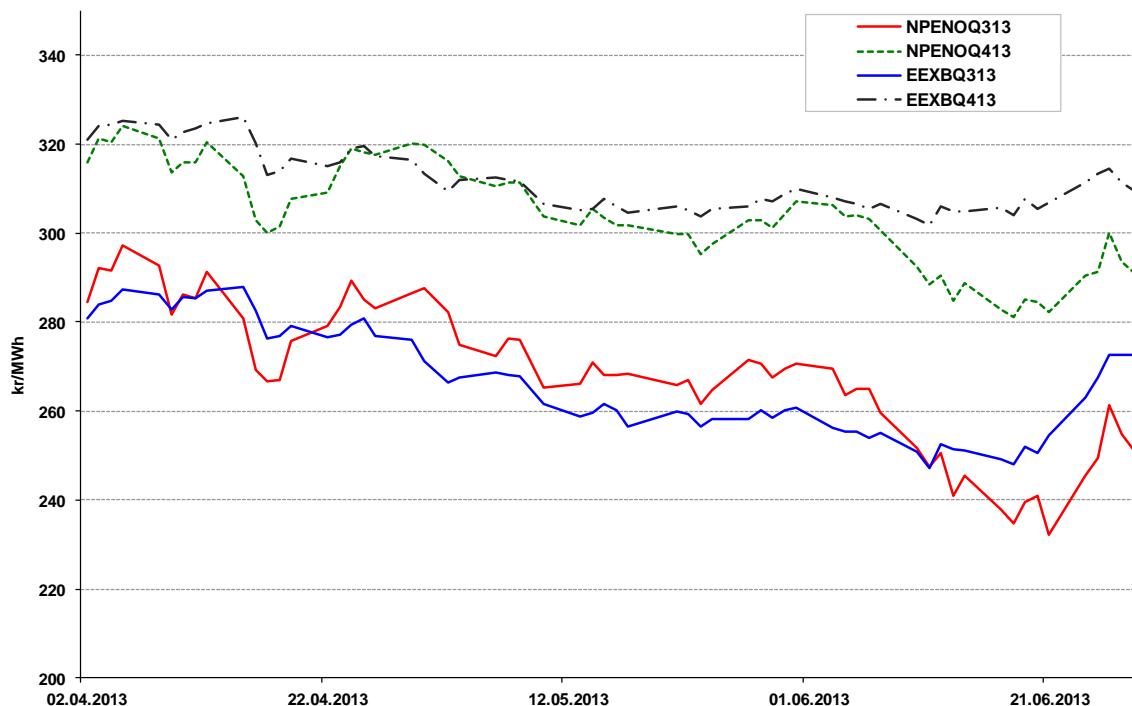
1.6.2 Terminmarknaden

Terminkontraktane gjev eit bilete på forventningar om krafprisen fram i tid. Endringar i forventingane om den hydrologiske ressurssituasjonen er ein viktig årsak til prisendringar i denne marknaden. Auken i vassmagasina, saman med meir nedbør enn normalt medverka til nedgangen i terminprisane for nordisk kraft i andre kvartal.

I løpet av andre kvartal sank prisen på kontrakten for tredje kvartal med 11,6 prosent frå 284,7 kr/MWh til 268,7 kr/MWh. Kontrakten for fjerde kvartal gjekk òg ned frå 316,42 til 281,3 kr/MWh. Det svarar til ein reduksjon på 7,8 prosent.

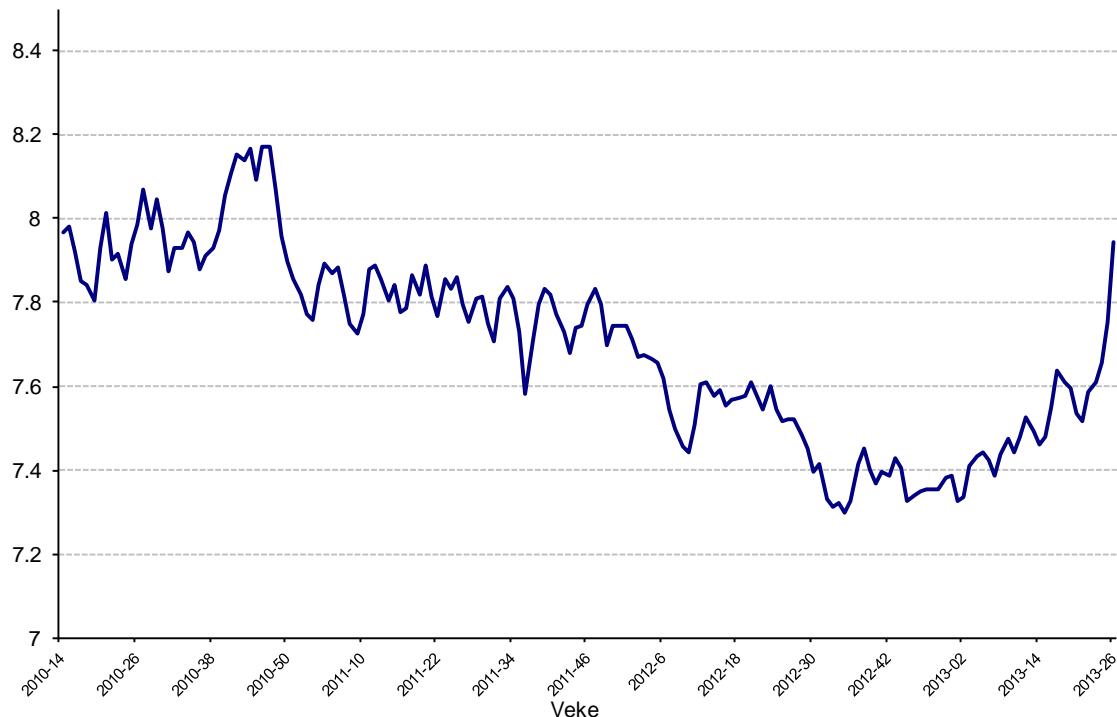
Prisen på dei tyske terminkontraktane for tredje og fjerde kvartal gjekk ned høvesvis 2,9 og 3,6 prosent til 272,6 og 309,6 kr/MWh. Nedgangen kan knyttast til lågare kôlprisar. Høgare kapasitet på sol- og vindkraft bidreg og til å redusere prisane. Lågare prisar i Norden for terminkontraktane tyder på ei forventing om nettoeksport frå Norden til Tyskland.

Figur 1.6.5 Prisutvikling på utvalde finansielle kraftkontraktar i andre kvartal 2013, kr/MWh. Kjelde: NASDAQ OMX



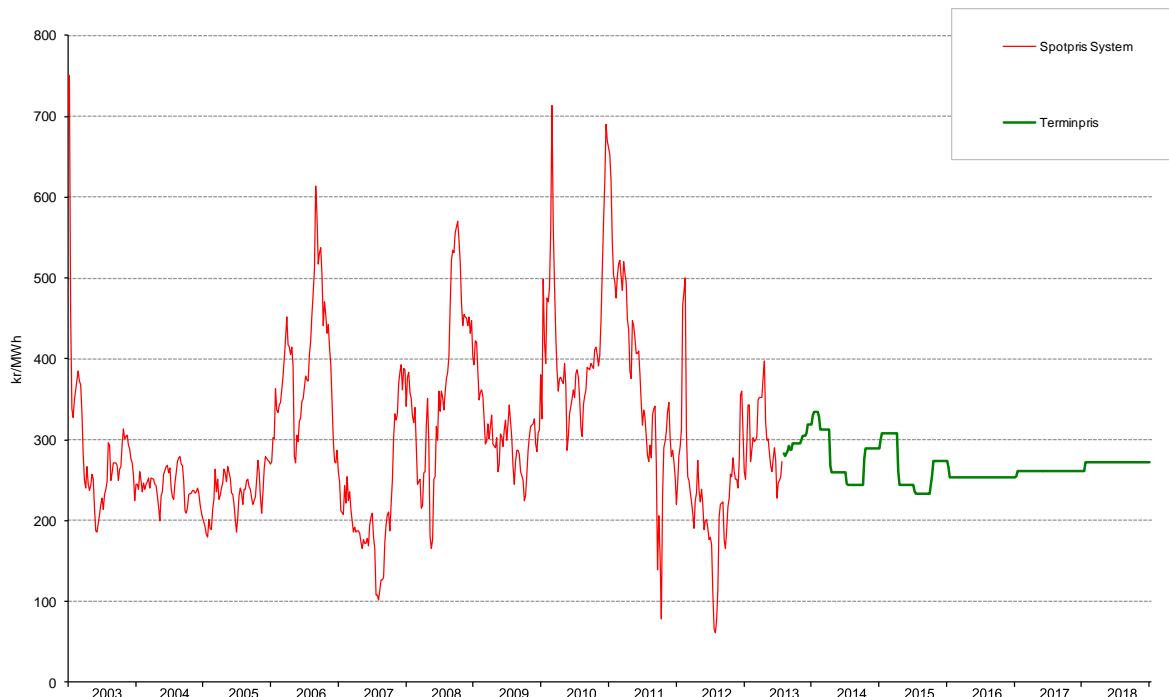
Sidan terminkontraktane på kraftbørsen (NASDAQ OMX) vert handla i euro, vil endringar i valutakursen kunne forklare noko av endringane i figurane som omfattar terminkontraktane. Ein euro kostar i snitt 7,61 kroner per euro i første kvartal, en oppgang på 18 øre per euro frå første kvartal. Figur 1.6.6. syner utviklinga i eurokursen sidan andre kvartal 2010 fram til og med andre kvartal 2013. Terminkontraktane, som handlast i euro, fekk derfor noko høgare kroneverdi på grunn av utviklinga i valutakursen. Kurset har gått relativt mykje opp siste del av kvartalet.

Figur 1.6.6 Valutakurs, norske kroner mot euro. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 1.6.8 syner vekesnittet av den historiske nordiske systemprisen, og kurven over terminprisar for tida frem til 2018. Figuren syner at marknaden ventar ein pris godt under 300 kr/MWh på mellomlang sikt.

Figur 1.6.8 Nordisk systempris og prisar i terminmarknaden, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot og NASDAQ OMX

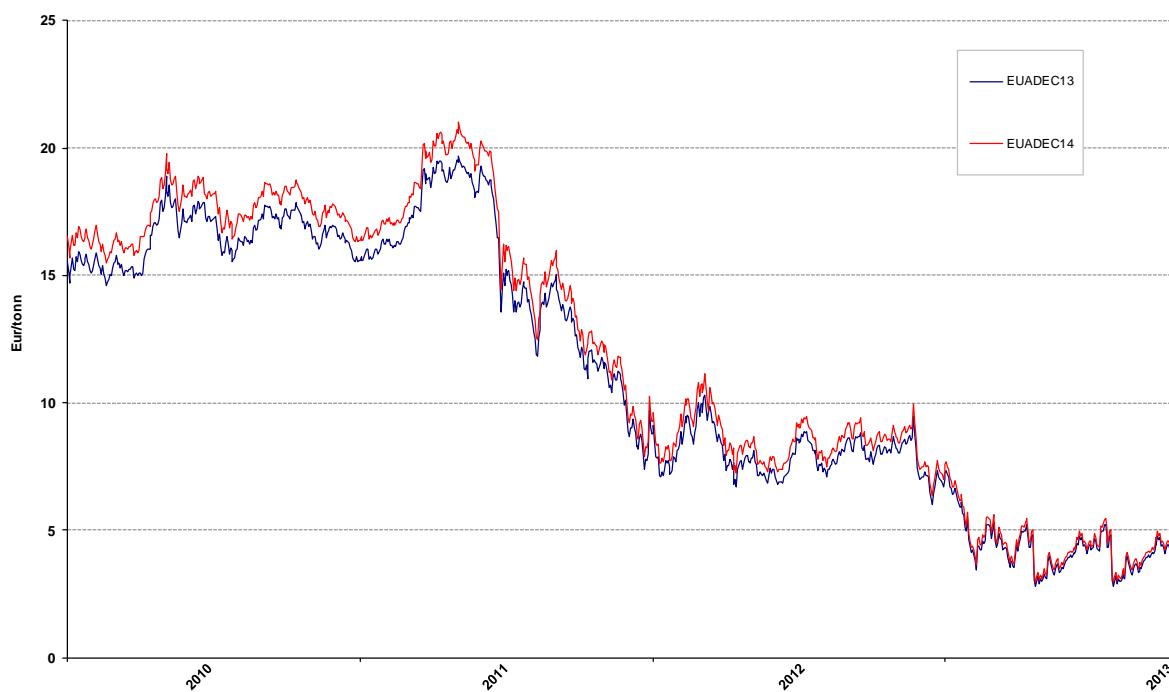


1.6.3 CO₂ og brenselprisar

Prisen på CO₂ påverkar prisen på elektrisk kraft då utsleppsrettane 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 verknad på norske og nordiske kraftprisar. Med dagens brenselsprisar og pris på utslippsrettar er kôlkraft billigare enn gasskraft, men gasskraft kan verte marginalt prissettjande i timer med høg last.

Prisen på utslepp av CO₂ i 2013 gjekk ned frå 4,72 til 4,22 euro. Det er ein nedgang på 17 prosent. Uvisse knytte til EU-parlamentets forslag om å flytte 900 millionar kvotar til seinare i denne perioden av kvotehandelsregimet (ETS) medverka til nedgangen.

Figur 1.6.9 Prisutvikling på utsleppsrettar for CO₂ i EU ETS for 2013 (blå) og 2014 (rød), euro/tonn. Kjelde: NASDAQ OMX



Snitprisen på kôl handla i andre kvartal med leveranse i påfølgande kvartal vart 82,9 dollar per tonn, noko som er ein nedgang på 5,4 dollar frå snittet i første kvartal. Nedgangen i kôlprisen bidrog til å senke kraftprisane i land med eit høgt innslag av kôlkraft. Med ein antatt nyttegrad på 40 prosent til kraftproduksjon utgjer brenselskostnaden rundt 154 kr/MWh i snitt for neste kvartal. Då er kostnadane knytt til utsleppsrettar av CO₂ ikkje medregna.

Figur 1.6.10 Terminpris for kôl (API2) for etterfølgjande kvartal, dollar/tonn, Europa. Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited

Kôlpris - API2



I snitt var prisen på gass handla på NBP (Storbritannia) 199,1 kr/MWh i andre kvartal. Snittpisen auka med 4 prosent i andre kvartal samanlikna med kvartalet før. Likevel har prisen gått ned i løpet av kvartalet, frå 211,0 kr/MWh til 194,7 kr/MWh, eit fall på 7,7 prosent. Høge temperaturar har dempa etterspurnaden, og medverka til prisnedgangen. Gassprisen på NBP var noko lågare enn prisen på kontinentet. Om ein antek ein nyttegrad på 55 prosent for gass i kraftproduksjonen, svarar det til ein kostnad til elektrisitetsproduksjon på rundt 362,8 kr/MWh. Då er ikkje kostnadar knytte til utslepp av CO₂ medrekna.

Figur 1.6.11 Gassprisar for etterfølgjande kvartal i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2009 – 2013, kr/MWh. Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited



1.7 Sluttbrukarmarknaden

1.7.1 Hushaldsmarknaden - Prisar og straumutgiftar

Tabell 1.7.1 syner dei gjennomsnittlege straumprisane for hushaldsmarknaden for andre kvartal 2013. Den gjennomsnittlege prisen på straum for hushaldskundar med spotpriskontrakt gjekk som normalt ned over heile landet frå årets første til andre kvartal, men nedgangen var ikkje like stor som tidlegare år. Gjennomsnittprisen for straum levert på spotpriskontrakt varierer mellom 31,7 øre/kWh og 40,3 øre/kWh i dei fem ulike elspotområda i andre kvartal 2013. Dette var mellom 8,3 øre/kWh og 12,2 øre/kWh høgare enn gjennomsnittsprisane i same kvartal i 2012.

Gjennomsnittprisen for straum levert på standardvariabelkontrakt⁵ var i andre kvartal 2013 på 43,9 øre/kWh, det vil sei 10,4 øre/kWh høgare enn i andre kvartal 2012.

For eittårige og treårige fastpriskontraktar var gjennomsnittprisen i andre kvartal 2013 på høvesvis 41,3 øre/kWh og 42,1 øre/kWh. For eittårige fastpriskontraktar var dette 0,4 øre/kWh høgare samanlikna med andre kvartal i 2012, medan for treårige fastpriskontraktar var prisen 2,1 øre/kWh lågare enn i andre kvartal i 2012.

Auka kraftprisar bidrog til at dei samla utgiftene til straum (inkl. nettleige og avgiftar) for hushaldskundar i andre kvartal 2013 var høgare enn for det same kvartalet i 2012. For ein representativ hushaldskunde i Aust-Noreg med straum levert på spotpriskontrakt var straumkostnaden (inkl. nettleige og avgiftar) for heile kvartalet på 4056 NOK⁶. Samanlikna med andre kvartal i 2012, var dette ein auke på 726 kronar.

Figur 1.7.1 syner at dei samla utgiftene (inkl. nettleige og avgiftar) til straum for hushaldskundar på spotpriskontraktar og standardvariabelkontraktar var jamne i første kvartal 2013. For ein hushaldskunde på Austlandet (NO1) som nyttar 20 000 kWh/år ville samla strømkostnad vore 89 kr høgare med standardvariabel kontrakt enn med spotpriskontrakt.

Tabell 1.7.1: Gjennomsnittlege prisar på kontraktar for hushaldskundar. Kjelder: Nord Pool Spot, Konkurransetilsynet og NVE.

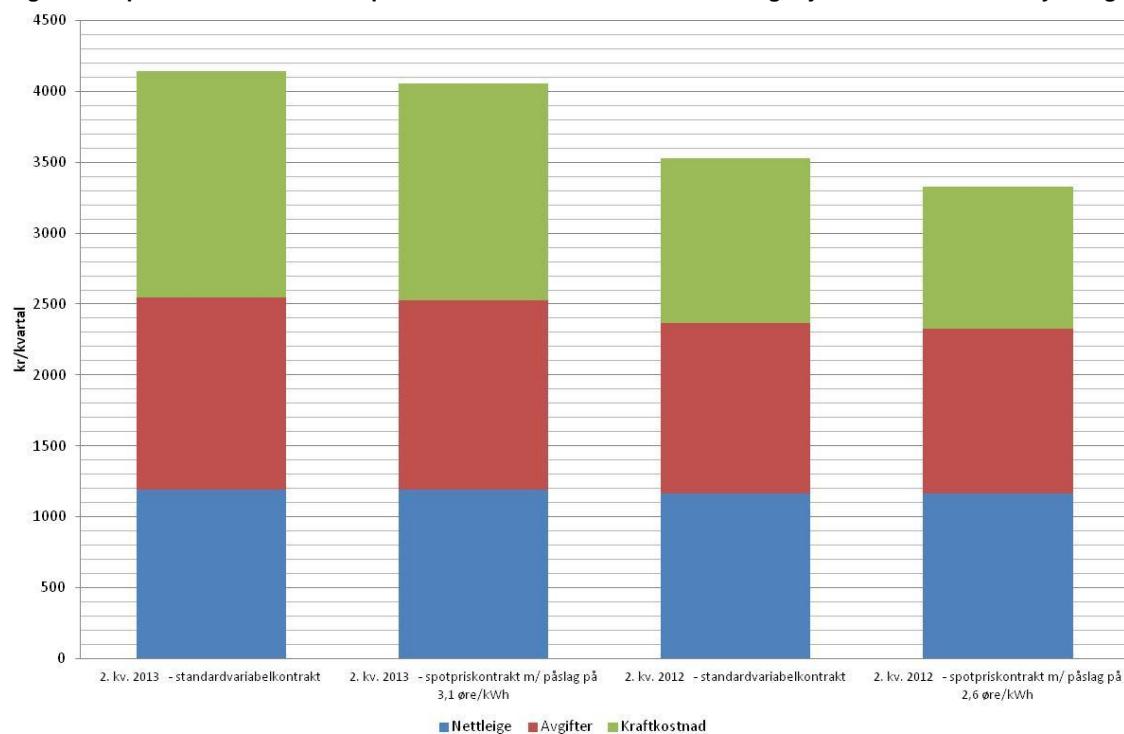
Prisar på kontraktar	2. kv. 2013	Endring frå 1. kv. 2013 (øre/kWh)	Endring frå 2. kv. 2012 (øre/kWh)
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	40,2	-2,4	12,2
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	40,1	-2,5	10,2
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	40,3	-1,7	10,4
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	31,7	-1,8	8,3
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	40,3	-1,7	10,4
Standardvariabelkontrakt	43,9	0,5	10,4
1-årig fastpriskontrakt	41,3	0,2	0,4
3-årig fastpriskontrakt	42,1	-0,8	-2,1

⁴ Tabell 1.7.1 syner 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 områdeprisane 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 frå mva. på straum.

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

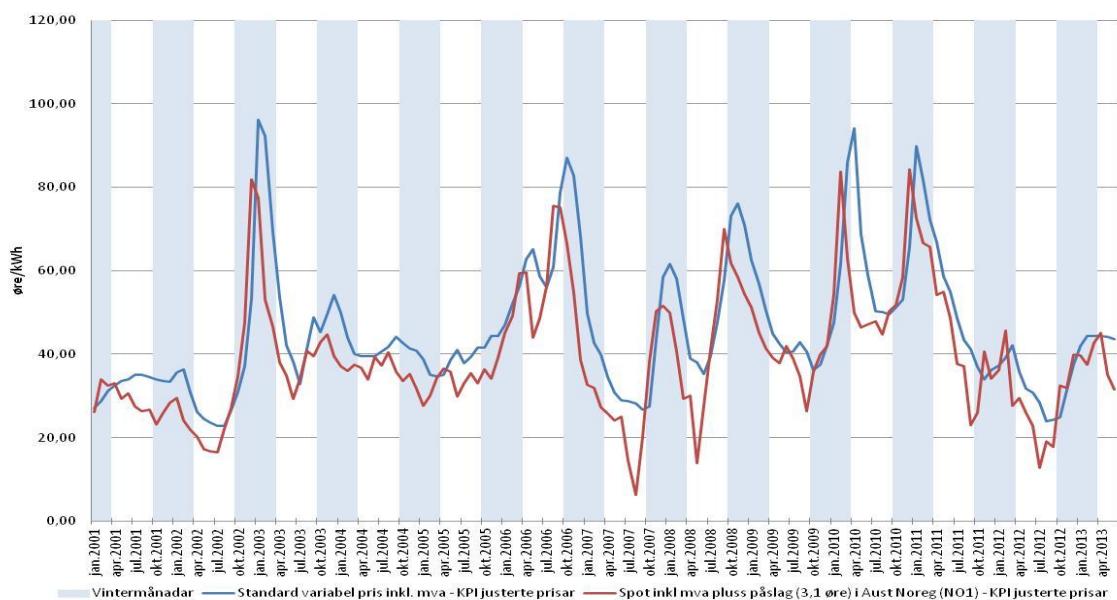
⁶ Berekninga legg til grunn straumprisen i elspotområde Aust-Noreg, eit forbruk på 20 000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg temperaturkorrigert forbruksprofil, og ein nettleige tilsvarende landsgjennomsnittet.

Figur 1.7.1 Totalkostnad i andre kvartal 2013 og andre kvartal 2012 til kraft, nettleige og offentlege avgifter i kroner ved eit årleg forbruk på 20 000 kWh for ein representativ hushaldskunde i Aust-Noreg. Kjelder: Konkurransestilsynet og NVE.



Historisk har det vore ein nær samanheng mellom elspotprisen og den gjennomsnittlige standardvariabelprisen. Figur 1.7.2 syner utviklinga i månadleg gjennomsnittleg straumpris for ein spotpriskontrakt i Aust-Noreg og for ein gjennomsnittleg standardvariabelkontrakt.

Figur 1.7.2 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 (KPI-justert) inkl. mva. Kjelder: Konkurransestilsynet, Nord Pool Spot og NVE.

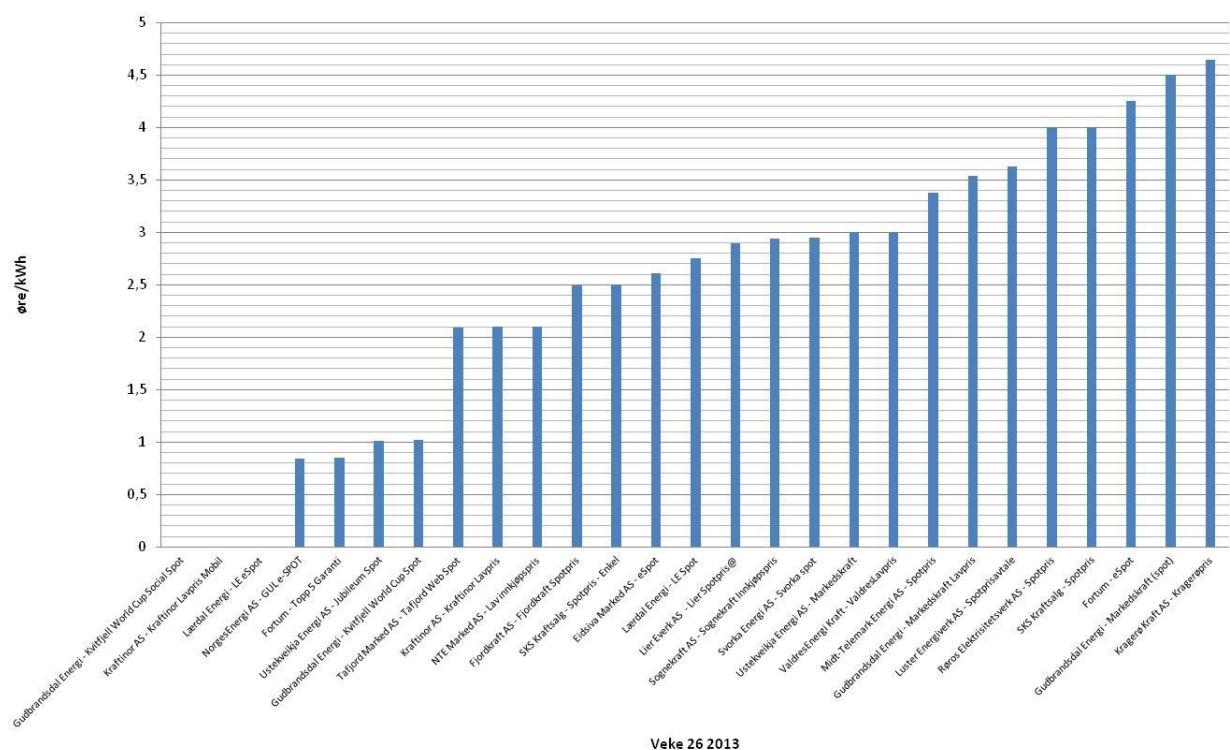


1.7.2 Påslag på spotpriskontraktar

Det som skil dei ulike spotpriskontraktane tilbodne i marknaden er i hovudsak storleiken på påslaget og eventuelle fastbeløp. Figur 1.7.3 syner det faktiske påslaget (medrekna eventuelle fastbeløp) for spotpriskontraktar tilbodne i Oslo i veke 26 i 2013. Figuren baserer seg på eit antatt forbruk på 20 000 kWh per år og gjeld kontraktar med etterskotvis fakturering. Frå veke 17 har det på kraftprisoversikta til Konkurransestilsynet vorte tilboden spotpriskontraktar med verken påslag eller fastbeløp, noko som gjeld kontraktane presentert lengst til venstre i figuren.

I veke 26 var forskjellen i påslaget for spotpriskontraktane på kraftprisoversikta til Konkurransestilsynet mellom 0 øre/kWh og 4,65 øre/kWh. Det vil seie at om ein brukar 20 000 kWh i året, utgjer denne skilnaden 930 kronar per år uavhengig av om spotprisen er låg eller høg. Brukar ein Konkurransestilsynet sin kraftprisoversikt, kan ein finne ein tilsvarende samanstilling for kvar kommune i landet.

Figur 1.7.3 Påslag på spotpriskontraktar tilbodne i Oslo og med meldeplikt til Konkurransestilsynet. Påslaget er rekna ut etter eit antatt forbruk på 20 000 kWh per år og gjeld kontraktar som har etterskotvis fakturering. Kjelder: Konkurransestilsynet og NVE



2 Elbas - the market for intraday trading

The Elbas market gives market players the opportunity to adjust their trades in the day-ahead market and thereby manage imbalances that may arise after the day-ahead clearing. It is a continuous market connecting the Nordic, German, Baltic and Benelux intraday markets. Nord Pool Spot acts as counterpart for all trades on Elbas.

In 2012 the total volume trade on Elbas was more than 2,5 TWh⁷. The volume has increased over the last years, but must still be considered as modest. For comparison, the volume traded at the German EPEX intraday platform was more than 16 TWh. Among the Nordic countries most of the Elbas trade was in Sweden (about 40 percent in 2012). Norwegian market players have been the least active in Elbas (less than 10 percent of total Nordic Elbas trade).

With a growing share of intermittent production capacity in most countries, it's expected that trade in the intraday market will increase. This paper addresses the evolving of Elbas trade using examples concerning the NorNed interconnector. The interconnector has been available for Elbas trade since 14. March 2012. So far, the largest share of trading volume involving use of NorNed capacity has been between the market areas of Finland and Belgium.

2.1 Allocation of transmission capacity to Elbas

Elbas includes many areas and borders. The potential for trade in Elbas will depend on how much transmission capacity that is available between the bidding areas, and the day-ahead price differences. The Elbas-platform update the available capacity after each trade made, and the market players may only buy from or sell to market players in areas to which there is available transmission capacity at each point of time.

How much transmission capacity that initially is available for intraday trading each hour depends on the amount of transmission capacity made available and used in the day-ahead market. In an hour where all capacity on an interconnector between two bidding areas is used in one direction day-ahead, i.e. the interconnector is congested and we have a price difference day-ahead, initially only the capacity in the opposite direction of the day-ahead flow will be available for intra-day trading.

When there are equal prices and capacity is not fully utilized in the day-ahead market, initially more capacity will be available for intra-day trading, i.e. the remaining capacity in the same direction as the day-ahead flow in addition to full capacity in the opposite direction.

An important implication of this is that when the price difference is large, all else equal, the trade direction most attractive to market participants will be blocked for intra-day trading since all the capacity in this direction is used day-ahead. A retailer in the high price area that expects to be short of electricity after the market clearing can not buy the missing volume from market players in the low price area since orders in this area not will be available. It is in hours with small or no price differences between areas that the potential for intra-day trading is at its largest.

In the following the NorNed interconnector connecting the Benelux countries to the rest of the countries participating in Elbas is used as an example to illustrate how trade depends on capacity available and day-ahead prices.

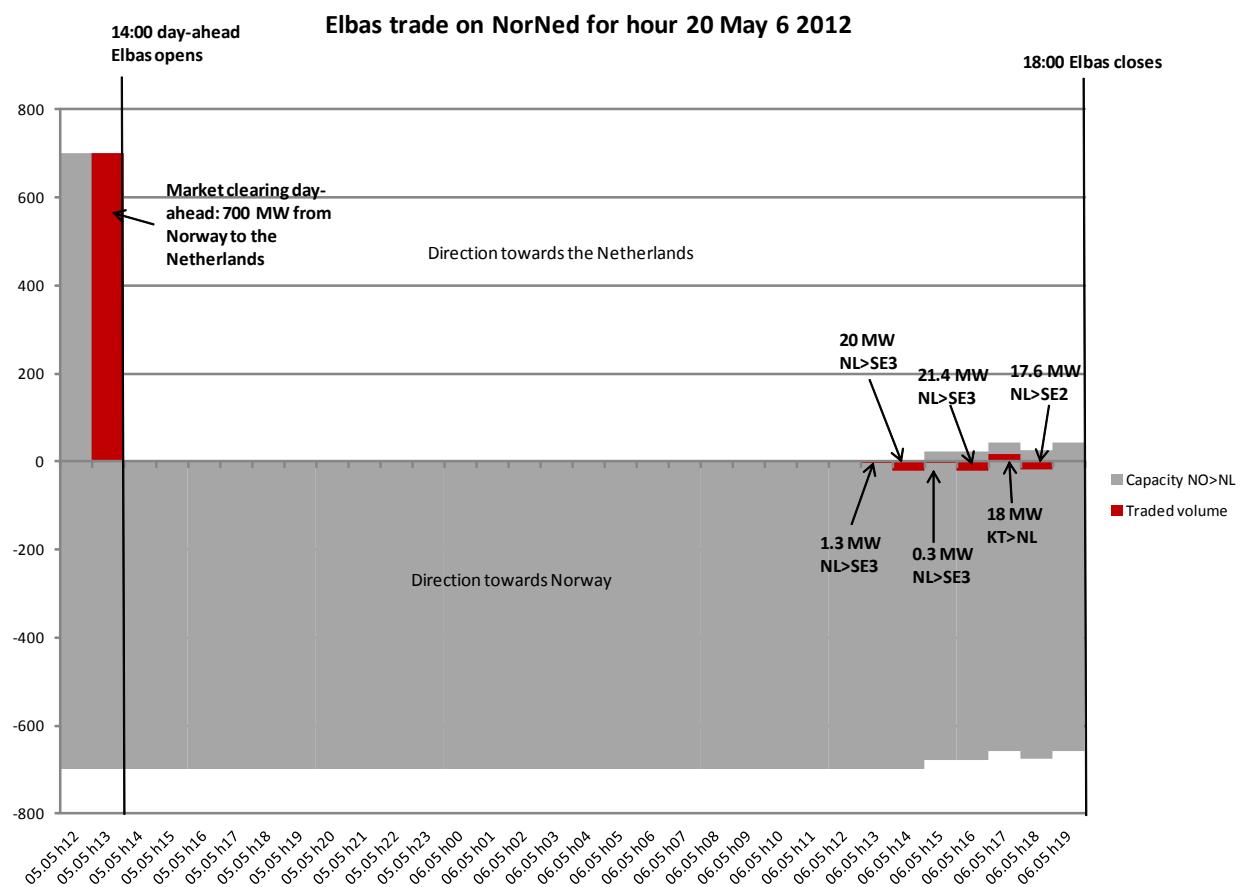
⁷ Only trade volume data until week 43 was available as this paper was written.

2.2 Elbas-trade on NorNed

The NorNed interconnector has been available for intraday trading on the Elbas platform since 14. March 2012. The amount of intra-day trading on NorNed has varied over this period. To a large degree the intra-day flow on NorNed is correlated with the price difference between the day-ahead markets on each side of the cable.

Figure 2.1 shows how available capacity depends on the day-ahead flow and previous trades in Elbas using hour 20 May 6th 2012 as example. The day-ahead market clearing resulted in 5.27 EUR higher price in the Netherlands than in Southwest-Norway this hour and all the capacity towards the Netherlands was used day-ahead. Initially, when the Elbas market opened 14:00, there was only 700 MW capacity available towards Norway. The Elbas closes two hours⁸ prior to the hour of delivery which in this case is 18:00. We see that most of the trades take place late, in the hours close up to the Elbas closure. In total 6 trades were made affecting capacity on NorNed. First there were four trades where Dutch market players sold electricity to market players in SE3. This gradually increased the capacity available in the other direction towards the Netherlands to 43 MW and made a trade of 18 MW possible from the German area Kontek to the Netherlands. Finally, there was traded 17.6 MW from the Netherlands to the SE2. The initial day-ahead flow of 700 MW towards the Netherlands in hour 20 was after closure of the Elbas market adjusted to 657 MW.

Figure 2.2 The Elbas trade and available capacity on NorNed for hour 20 May 6 2012. Source Nord Pool Spot FTP-server



⁸ Gate closure two hours before delivery only concerns the trades using capacity on NorNed. Trades between Nordic, German and Baltic areas can be made until one hour prior to delivery.

2.3 Distribution of Elbas-volume on NorNed between market areas

Most of the intra-day trading using capacity of the NorNed interconnector was between Belgian and Nordic market players. The table in Figure 2 shows that 40 GWh have been traded between 14. March 2012 and 4. April 2013. We see that Belgium has been relatively more active in the Elbas market than The Netherlands. Norway is mainly a transit country for the intra-day trade between the Benelux countries and the rest of the Nordic market areas. On the Nordic side of NorNed, market players in Finland and the three northern Swedish bidding areas, SE1, SE2 and SE3, trade most actively over NorNed on Elbas in the data period. 18 percent of the total traded intra-day volume using capacity of NorNed has been between Belgium and Finland. There needs to be capacity available on at least five interconnectors for a Belgian and Finnish market player to be able to exchange electricity in Elbas. The Elbas platform updates the available capacity on all the interconnectors, shown in the map of Figure 2.2 for each trade taking place, and this determines which offers and bids that are available in each bidding area at each point of time.

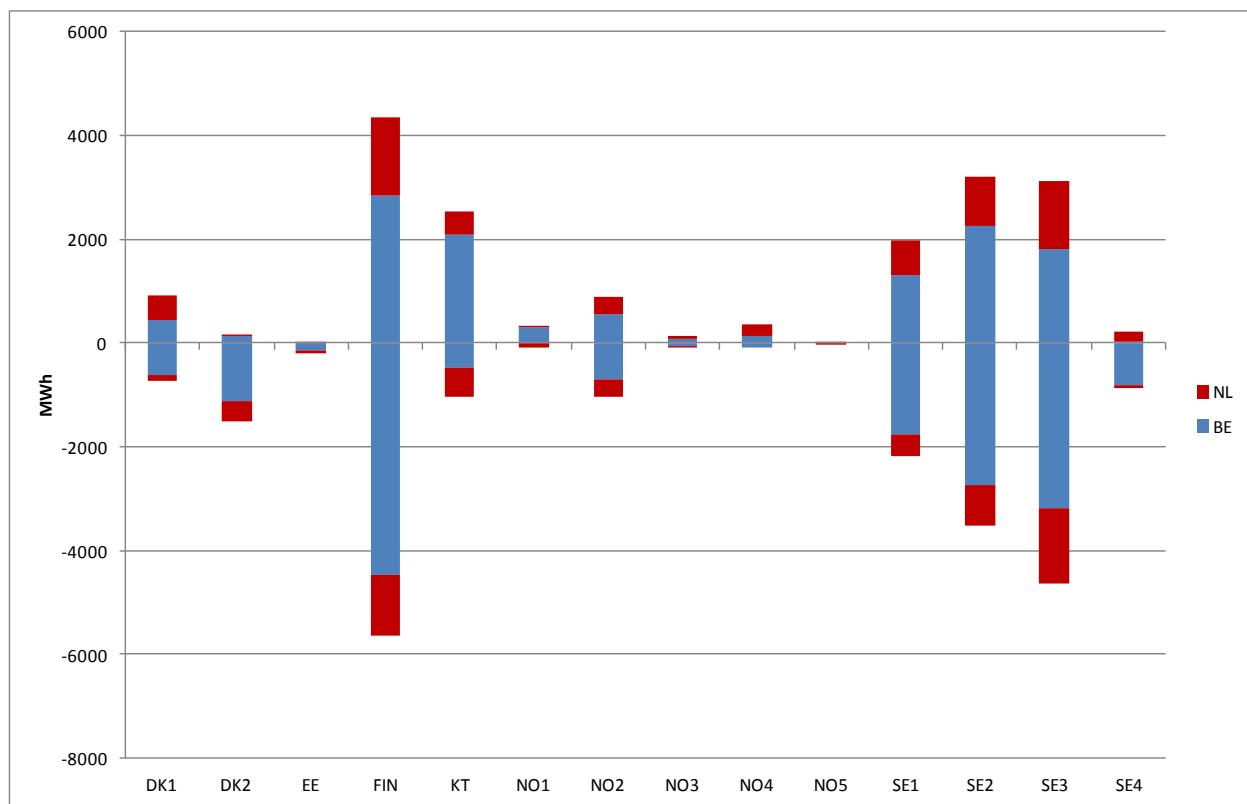
Figure 3.2 Intra day trade volume on NorNed between 14. March 2012 and 4. April 2013. Distribution on pairs of bidding areas, between which Elbas trading has taken place. Source Nord Pool Spot FTP-server



Bidding areas	Trade volume (MWh)	Percent
BE	DK1	1 071
	DK2	1 263
	EE	146
	FIN	7 295
	KT	2 550
	NO1	295
	NO2	1 273
	NO3	137
	NO4	241
	SE1	3 079
	SE2	4 993
	SE3	4 968
NL	SE4	842
	DK1	598
	DK2	389
	EE	66
	FIN	2 689
	KT	1 016
	NO1	98
	NO2	640
	NO3	81
	NO4	205
	NO5	38
	SE1	1 067
	SE2	1 736
	SE3	2 790
	SE4	240
Total		39 804
		100%

Figure 2.3 shows how much is traded over NorNed between different pairs of bidding areas in Elbas in each direction. We see that the trades distributes evenly on both directions of NorNed, with a slightly higher share towards the Nordics (54 percent).

Figure 2. 3 Intra day trade volume on NorNed between 14. March 2012 and 4. April 2013. Positive values are exports from the Nordics. Source Nord Pool Spot FTP-server



2.4 The traded volume in Elbas depends on day-ahead prices

To illustrate how trade depends on the day-ahead prices, let's consider a market player that has purchased too much at Nord Pool Spot and want to use Elbas to sell the excess electricity. Assume further, that the day-ahead price was much higher at APX than at Nord Pool Spot. Then, it would likely be counterparties on the Dutch and Belgian side of NorNed that would be willing to pay the most for this electricity. However, given the day-ahead price difference all capacity in this direction would be used in the day-ahead market and not be available for Elbas. Trades in the opposite direction is not likely unless a Dutch market player is willing to sell to a Nordic market player at a low price due to few favorable intra-day purchase bids on the Dutch and Belgian side of the NorNed. Therefore we will expect to see most of the intra-day trading taking place during hours with small or no price differences.

The largest intraday volume in the data period occurred in the first week of 2013. Figure 2.4 shows the net flow in Elbas each hour this week and how it varies with the day-ahead flow and the difference in day-ahead prices between The Netherlands and Southwest-Norway. Figure 5 shows the gross trade volume of each hour in the same week. We see that on January 5 there were significant amounts of trading in both directions in some hours.

Figure 2.4 Net Elbas flow on NorNed in week 1 2013 compared to the elspot flow and price difference between Netherlands (APX) and NO2 (Nord Pool Spot) in the day-ahead markets. Positive values are exports from the Nordics. Source Nord Pool Spot FTP-server

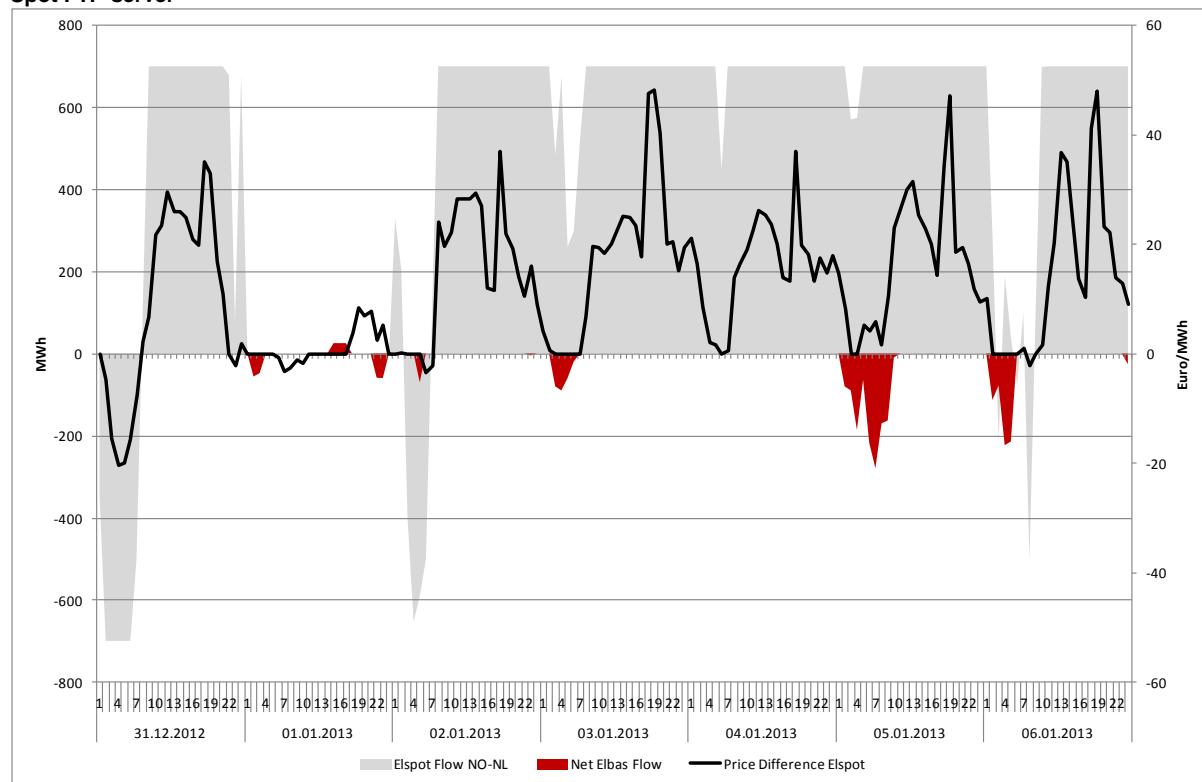


Figure 2.5 Hourly Elbas gross trade volume in week 1 2013. Positive values are exports from the Nordics. Source Nord Pool Spot FTP-server

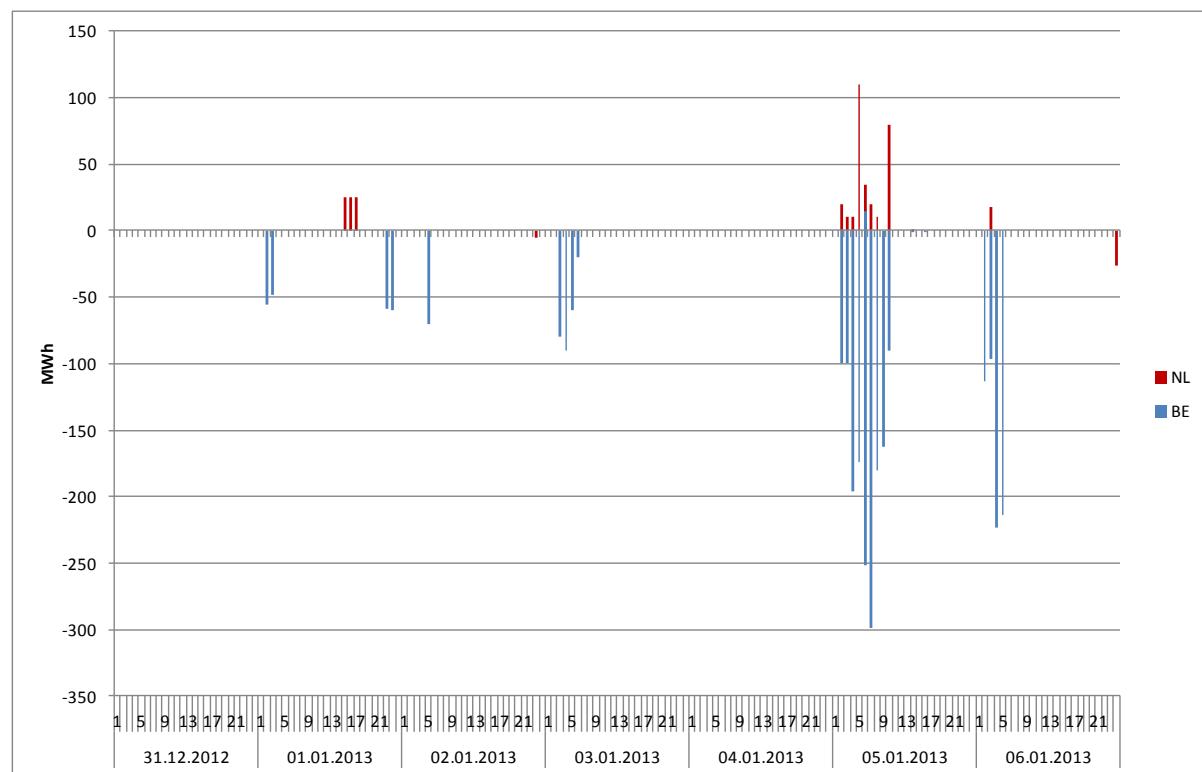


Figure 2.6 shows the Elbas net flow on NorNed and the day-ahead price difference for all hours in the data period. The hours are sorted from the highest price difference (the price in the Netherlands is higher than in Southwest-Norway) to the lowest price difference (the price in the Netherlands is lower than in Southwest-Norway). Most of the Elbas flow on NorNed, 39 percent, occurred in hours with equal price at APX (the Netherlands) and NO2. 85 percent of the intra day flow was in hours with a day-ahead price difference less than 10 Euro/MWh.

Figure 2.6 Day-ahead price difference between NL and NO2 with corresponding Elbas net flow for all hours between 14. March 2012 and 4. April 2013. The hours are sorted from highest to lowest price difference. Positive values are exports from the Nordics. Source Nord Pool Spot FTP-server

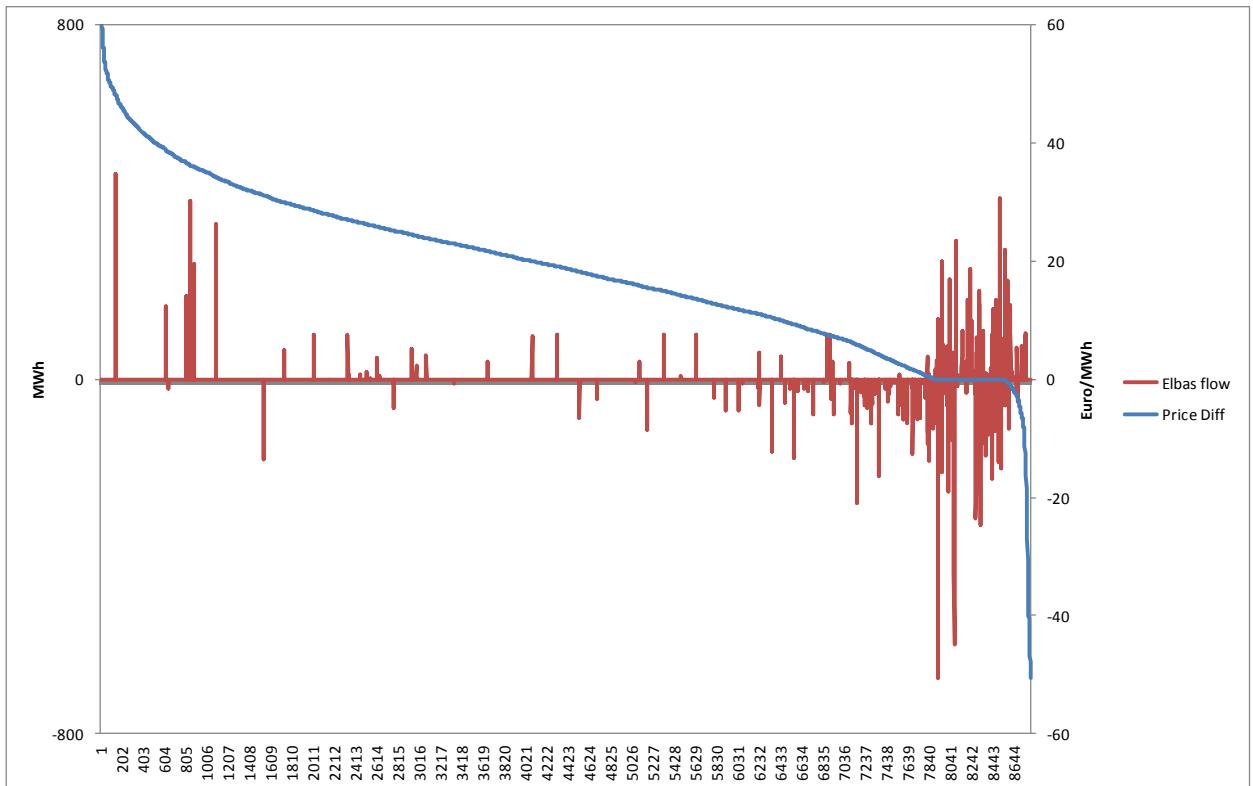


Figure 2.6 also reveals that in several hours the net flow in Elbas went towards the Netherlands at the same time as the Dutch price was higher than the Norwegian price which means that NorNed was congested towards the Netherlands. This is not possible unless more capacity is made available to Elbas than initially available day-ahead. This was the situation in 81 of the hours with data. With the exception of 14 hours March 14 2013, where technical problems caused the TSO to erroneously release capacity to Elbas, there are natural explanations to these hours. Most of these hours there was a very small price difference and the price calculation of the volume coupling at European Market Coupling Company (EMCC) deviated from the prices calculated locally on Nord Pool Spot and APX, so the actual day-ahead flow did not reflect the direction of the day-ahead prices⁹. In some hours there were a failure on NorNed

⁹ EMCC is responsible for the market coupling between APX and the Nord Pool market. The flow on NorNed is calculated based on the available transmission capacities (ATCs) from the TSOs and the anonymous order books from the exchanges. The flow is then incorporated as a bid in the final price calculation carried out by the

and 0 MW capacity was available day-ahead, but the failure was repaired before delivery and capacity was released to the Elbas. In other hours there has been a ramping restriction day-ahead that later has been resolved by Elbas trading and thereby capacity is released for intra-day trading.

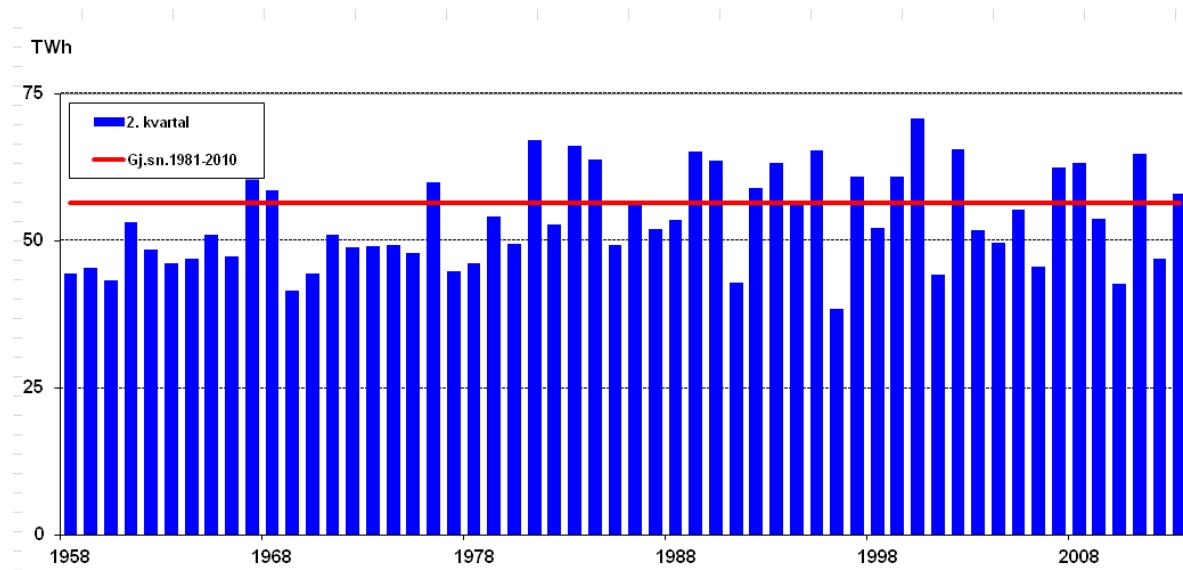
2.2.1 Final remarks

Although the intraday trading volumes still has to be characterized as modest, the needs for and interest in intraday trading may be expected to increase as the share of intermittent production capacity grows in the European power systems. The potential for intraday trading at each point of time depends on the available transmission capacity and the day-ahead prices. Given an intraday market model based on continuous trading, the Elbas platform proves to work well with respect to allocating transmission capacity and enable trades between market players separated by a large number of interconnectors.

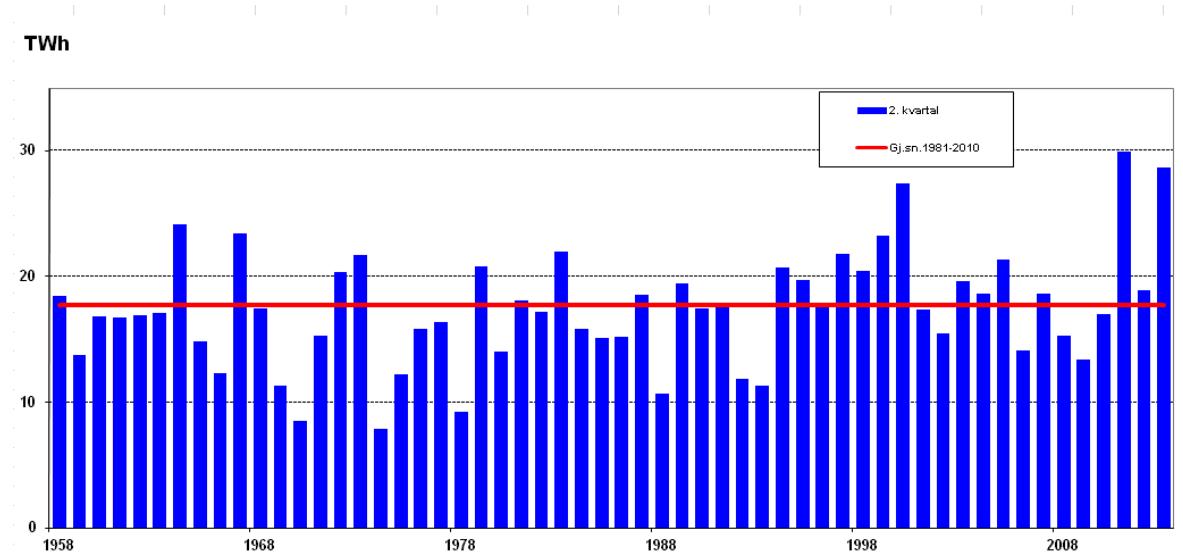
exchanges. To find the optimal flow EMCC calculates prices based on an algorithm for the areas on both side of NorNed. This algorithm deviates somewhat from the algorithm used by the exchanges and may cause the flow on NorNed to go in the opposite direction of the prices when the price difference is very small.

3 Vedlegg

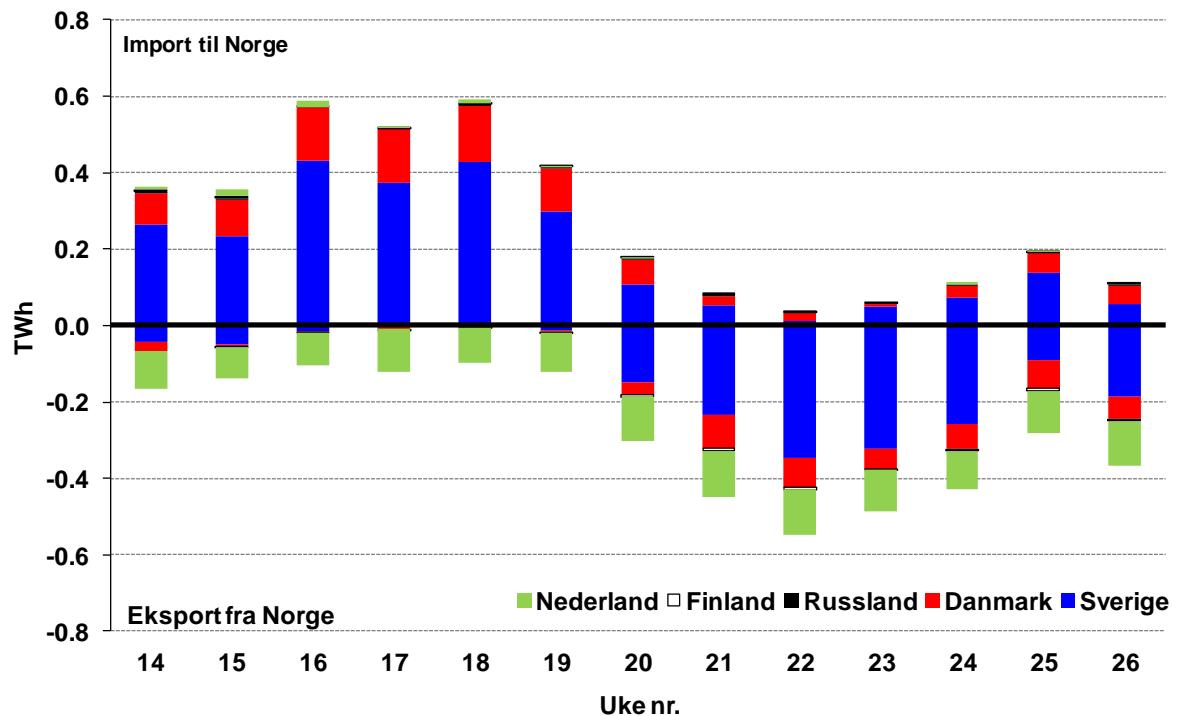
Figur 3.1 Tilsig i Noreg i 2. kvartal 1958 - 2013. Kjelde NVE og Nord Pool Spot



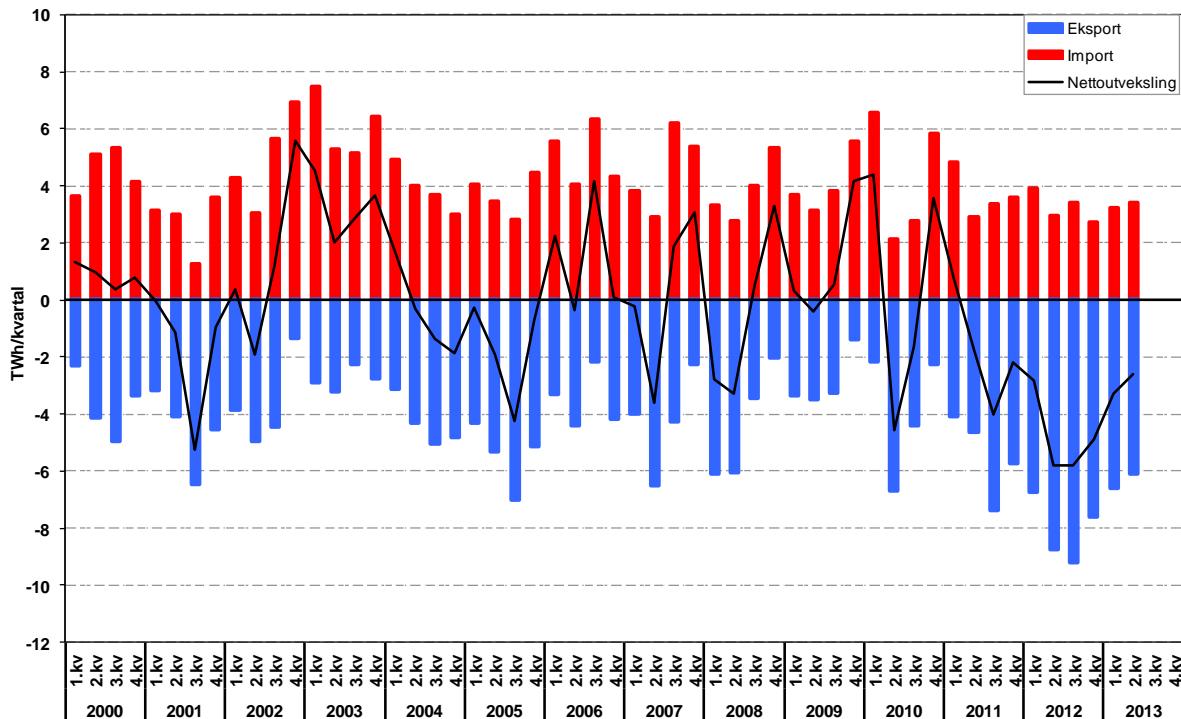
Figur 3.2 Tilsig i Noreg for 12 månadersperioden juli - juni for åra 1958 til 2013. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh.
Kjelde: NVE og Nord Pool spot



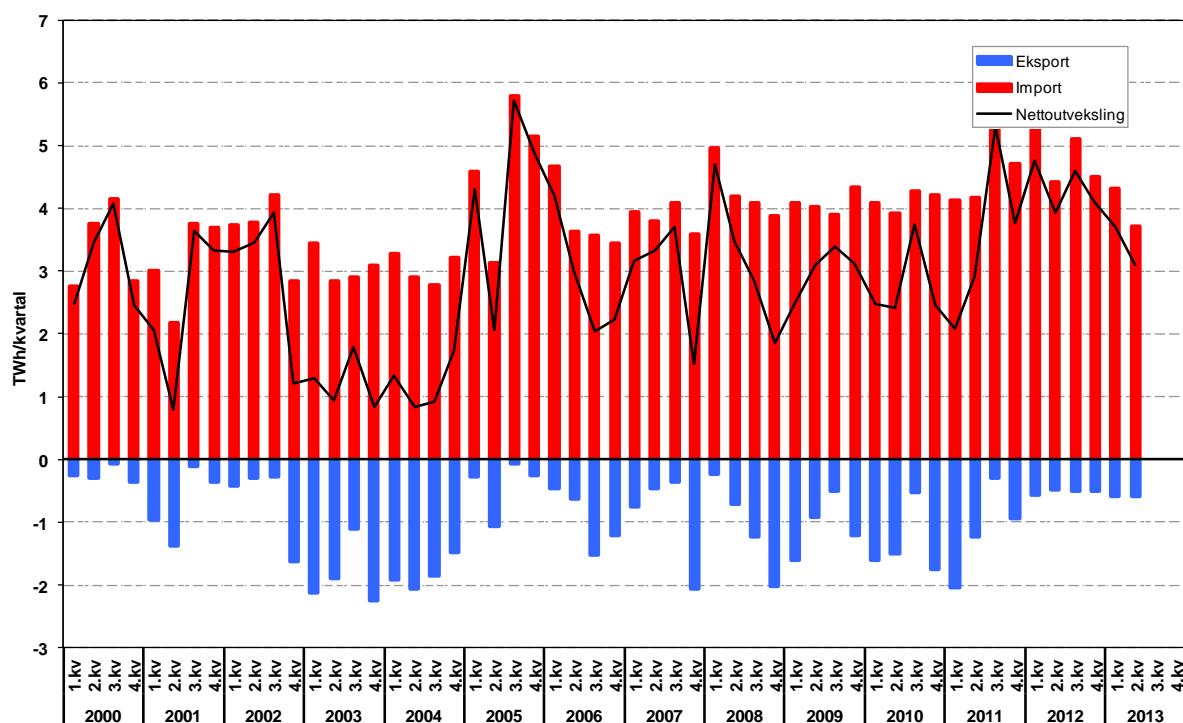
Figur 3.3 Norsk utveksling av kraft i første kvartal 2013, TWh. Kjelde: Nord Pool



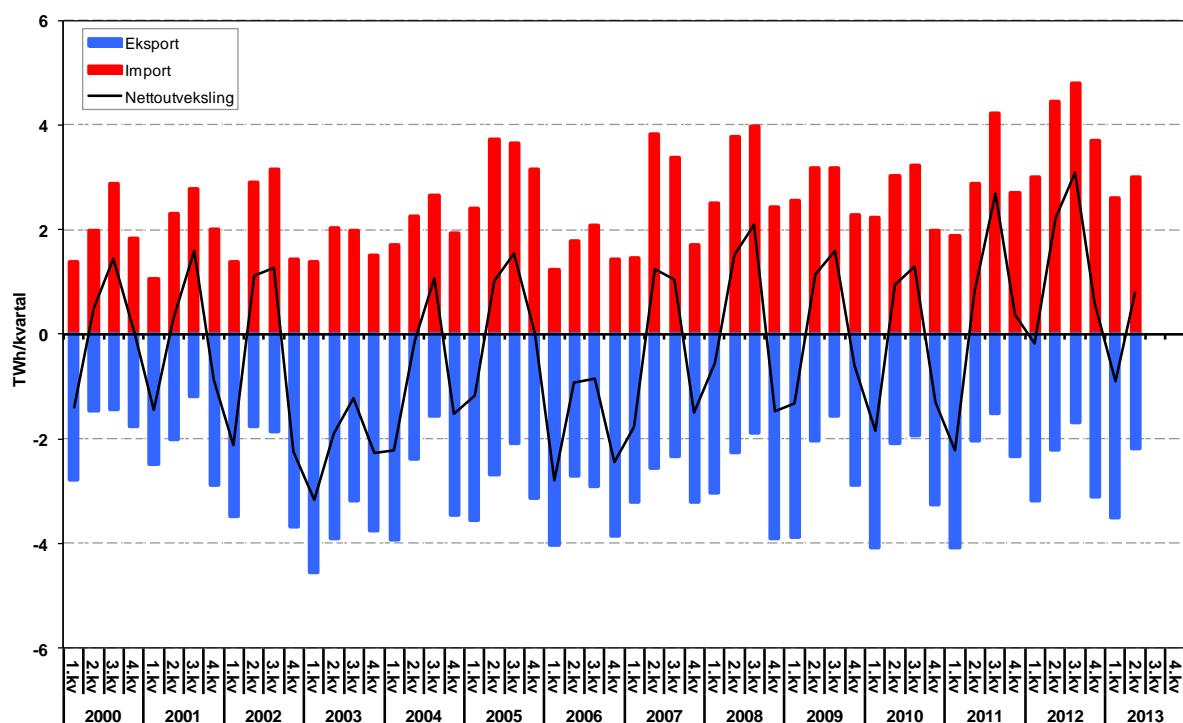
Figur 3.4 Import/eksport Sverige, 2000-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool.



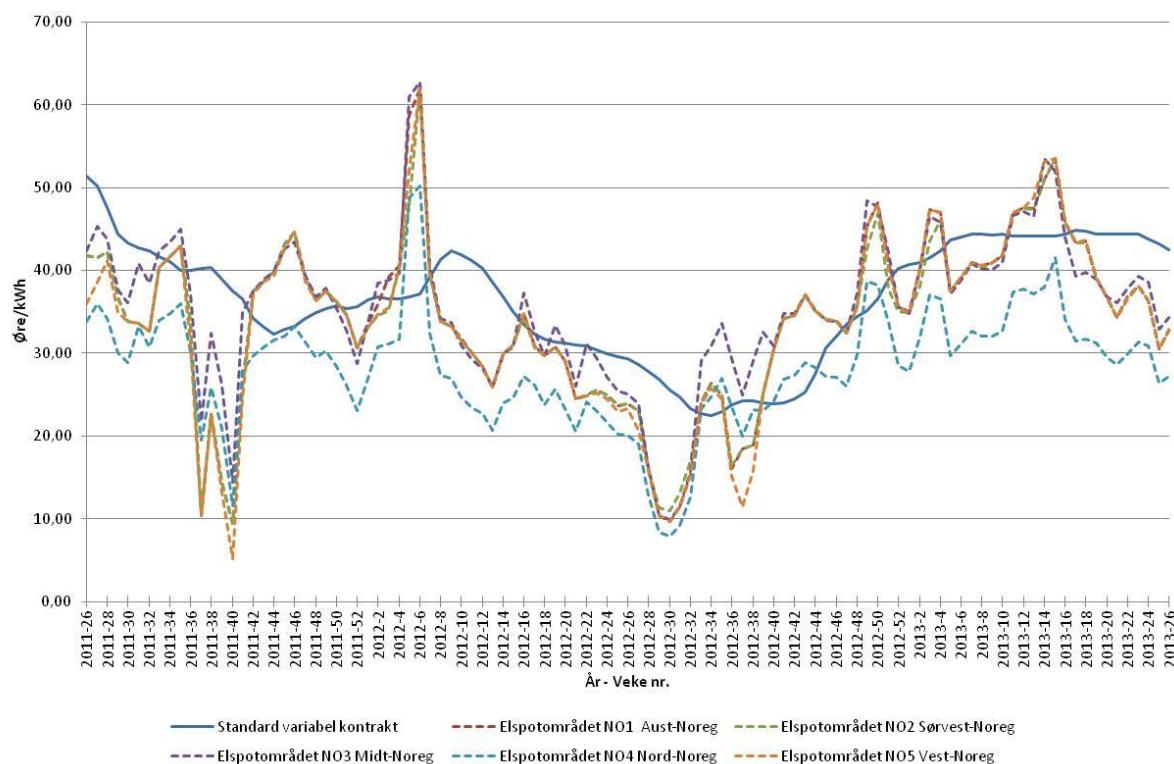
Figur 3.5 Import/eksport Finland, 2000-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool



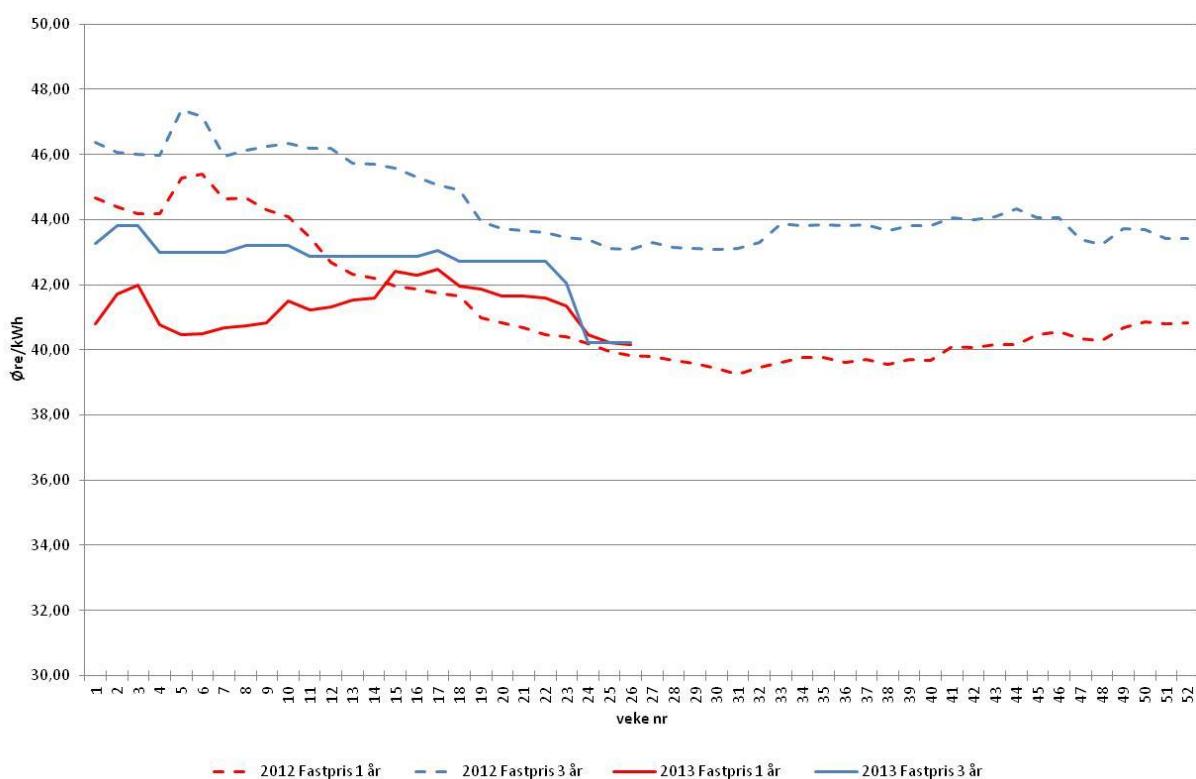
Figur 3.6 Import/eksport Danmark, 2000-2013, TWh. Kjelde: Nord Pool



Figur 3.7 Gjennomsnittlige vekeprisar frå andre kvartal 2011 til og med andre kvartal 2013 for standardvariabelkontrakt og spotpriskontrakt i Aust-, Sørvest-, Midt-, Nord- og Vest-Noreg, inkl. eit påslag på 3,1 øre/kWh (2,6 øre/kWh i Nord-Noreg). Alle priser, bortsett frå prisen i Nord-Noreg, er inkl. mva. Kjelder: Konurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE



Figur 3.8 Prisutvikling for eitt- og treårige fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år for 2012 og 2013. Prisane er inkl. mva. Kjelder: Konurransetilsynet og NVE



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 strømnettselskapene
- 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.)
- Nr. 28 Flomberegninger for Fedaelva, Kvinesdal kommune, Vest-Agder (025.3A1) Per Alve Glad
- Nr. 29 Beregning av energitilsig basert på HBV-modeller. Erik Holmquist
- Nr. 30 De ustabile fjellsidene i Stampa – Flåm, Aurland kommune. Sammenstilling, scenario, risiko og anbefalinger.
- Nr. 31 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 4 Overvåking og varsling Overvåking ved akutte skredhendelser
- Nr. 32 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2012. Jonatan Haga
- Nr. 33 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Saltdiffusjon som grunnforsterking i kvikkleire
- Nr. 34 Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet – En studie av referentene i kostnadsnormmodellen
- Nr. 35 The unstable phyllitic rocks in Stampa – Flåm, western Norway. Compilation, scenarios, risk and recommendations.
- Nr. 36 Flaumsonekart Delprosjekt Årdal i Sogn. Siss-May Edvardsen, Camilla Roald
- Nr. 37 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Skånsomme installasjonsmetoder for kalksementpeler og bruk av slurry
- Nr. 38 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Karakterisering av historiske kvikkleireskred og input parametere for Q-BING
- Nr. 39 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Natural Hazards project: Work Package 6 - Quick clay Characterization of historical quick clay landslides and input parameters for Q-Bing

Rapportserien i 2013 forts.

- Nr. 40 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Skred ved Døla i Vefsn. Undersøkelse av materialegenskaper
- Nr. 41 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. State-of-the-art: Blokkprøver
- Nr. 42 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Innspill til "Nasjonal grunnboringsdatabase (NGD)
– forundersøkelse"
- Nr. 43 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Styrkeøkning av rekonsolidert kvikkleire etter skred
- Nr. 44 Driften av kraftsystemet 2012. Karstein Brekke (red.)
- Nr. 45 Ny forskrift om energimerking av energirelaterte produkter (energimerkeforskriften for produkter)
Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst
- Nr. 46 Natural Hazards project: Work Package 6 - Quick clay. Back-analyses of run-out for Norwegian
quick-clay landslides
- Nr. 47 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2012. Beskrivelse av utførte anlegg
- Nr. 48 Norges hydrologiske stasjonsnett. Ann-Live Øye Leine, Elise Trondsen, Lars-Evan Pettersson
- Nr. 49 Vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022. Nasjonal gjennomgang og forslag til prioritering
- Nr. 50 Endring i avregningsforskriften – AMS. Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst
- Nr. 51 Filefjell og Anestølen forskningsstasjon. Evaluering av måledata for snø, sesongen 2011/2012
Hilde Landrø Fjeldheim, Emma Barfod
- Nr. 52 Kulturminner i norsk kraftproduksjon. Elisabeth Bjørsvik, Helena Nynäs, Per Einar Faugli (red.)
- Nr. 53 Øvelser. En veiledning i planlegging og gjennomføring av øvelser i NVE
- Nr. 54 Flom og skred i Nord-Norge mai 2013
- Nr. 55 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Workshop om bruk av anisotropi ved
stabilitetsvurdering i sprøbruddmaterialer
- Nr. 56
- Nr. 57 The Natural Hazards Project: Programme plan 2012-2015 for the Government Agency Programme
"NATURAL HAZARDS – infrastructure for floods and slides (NIFS)"
- Nr. 58 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 2. kvartal. Ellen Skaansar (red.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat



Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no