



NVE

KRAFTSITUASJONEN

Første kvartal 2022



Oppsummering

Oppsummering av 1. kvartal 2022

Kraftsituasjonen i første kvartal 2022 var preget av vedvarende prisforskjell mellom de norske prisområdene. Sørlege Norge hadde historisk høye kraftpriser blant annet på grunn av lave vannmagasiner og høye kraftpriser i Europa. En bedre ressursituasjon i nord og begrensninger i kraftnettet førte til at kraftprisene her var langt lavere.

Ved inngangen av året lå fyllingsgraden i Norge 14,3 prosentpoeng under medianen og 25 prosentpoeng lavere enn tilsvarende uke i 2021. Det var stor forskjell mellom fyllingsgraden i de sørlige og nordlige prisområdene. I de tre sørlige områdene (NO1, NO2, NO5) var fyllingen godt under medianen og i perioder nær historisk minimum. Høye priser på kontinentet og høy utvekslingskapasitet fra Sørøst-Norge (NO2) til naboland ga høy produksjon tross lavere fylling enn normalt. Dette bidro til lav fylling gjennom kvartalet i sørlige Norge. I Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) var fyllingsgraden over medianen store deler av kvartalet.

Mildere vær enn normalt i store deler av kvartalet bidro til at norsk kraftforbruk ble redusert med 10 prosent sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor. Forbruk til alminnelig forsyning var det laveste på over 12 år. Det var i de sørlige prisområdene reduksjonen var størst. I Sørøst-Norge (NO1), hvor en stor andel av befolkningen bor, var det et reduksjonen i forbruket på 16 prosent. For Midt-Norge var forbruk 4 prosent lavere, mens Nord-Norge var det eneste prisområdet hvor forbruket økte sammenliknet med i fjor. Det var også et fall i norsk kraftproduksjon sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor. Det var de sørlige prisområdene som hadde et fall i produksjonen, mens produksjonen økte i Midt- og Nord-Norge. Produksjonsfallet i sør har sammenheng med lavere forbruk og lavere magasinbefylling. I tillegg bidro perioder med mye vindkraftproduksjon i naboland til mer import. Det ble produsert nær 25 TWh vindkraft i Norden i første kvartal, og vindkraft sto for 21 prosent av den nordiske kraftproduksjonen. Det var spesielt mye vindkraftproduksjon i januar og februar. Foreløpige tall viser at det ble produsert 9,5 TWh fra vind i Norden i januar. Dette er den høyeste vindkraftproduksjonen over en måned for Norden, tett etterfulgt av februar i år med 8,5 TWh.

Den nye kjernekraftreaktoren i Finland, Olkiluoto 3 (1600 MW), startet testproduksjon i mars, og ble koblet til nettet 12. mars 2022. Produksjonen skal gradvis trappes opp og kraftverket er ventet å være i full drift i slutten av september. Kjernekraftproduksjonen i Norden i første kvartal var 20,5 TWh, omtrent likt som samme kvartal i 2021. Kjernekraft utgjorde rundt 17 prosent av kraftproduksjonen i Norden i første kvartal.

Norge var nettoeksportør av kraft i 12 av 13 uker. Det var mest eksport til Sverige og Storbritannia. Mye av eksporten til Sverige skyldes høy eksport fra Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) til de nordlige områdene i Sverige (SE1 og SE2). Totalt hadde Norge en nettoeksport på 3,7 TWh, sammenliknet med de siste 10 årene er det kun i 2016 og 2012 vi har hatt høyere nettoeksport.

Kraftflyten gjennom Sør-Sverige (SE3) har utfordringer i driften av det svenske systemet og resultert i begrensninger i tilgjengelig kapasitet inn og ut av prisområdet i lengre tid. Tilgjengeligheten på utvekslingskapasiteten fra Sør-Sverige til Sørøst-Norge var i snitt på 34 prosent i første kvartal, og 68 prosent i motsatt retning. I slutten av mars ble en ny metode for beregning av kapasiteten mellom Sørøst-Norge og Sør-Sverige tatt i bruk. I perioder med høy kraftflyt fra Danmark til Sør-Sverige, kan en høyere importkapasitet bli frigitt på forbindelsen fra Sør-Sverige til Sørøst-Norge. I disse periodene kan Sørøst-Norge få høyere import enn ved bruk av den gamle utrekningsmetoden.

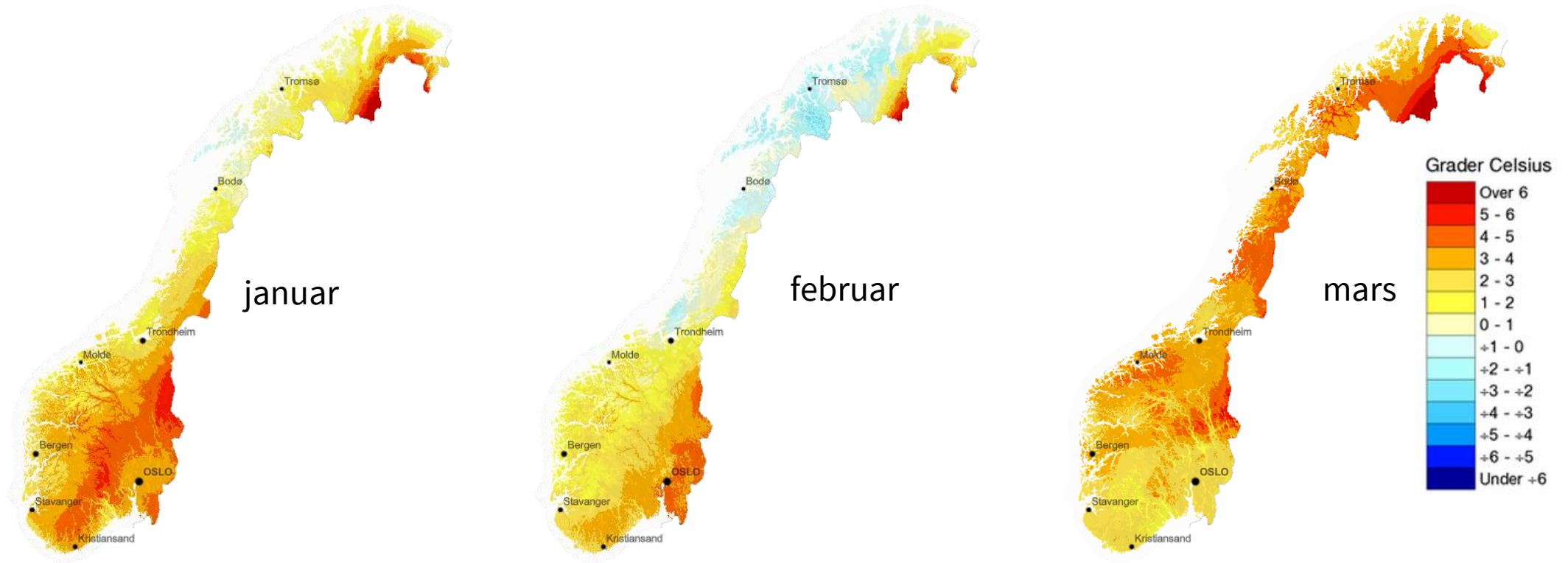
Kraftprisene i sørlige Norge (NO1, NO2, NO5) var i gjennomsnitt 150 øre/kWh i førstekvartal i år. Sørlige Norge sammen med Jylland (DK1) hadde med det de høyeste kraftprisene i Norden. Magasinfylling godt under normalen i sør og høye kraftpriser på kontinentet er viktige årsaker til den høye prisen. I tillegg økte utvekslingskapasiteten på forbindelsen til Storbritannia i løpet av kvartalet, som ga økt eksportmuligheter fra sørlige Norge. Storbritannia var det landet med høyest snittpris i første kvartal av landene Norge har handelsforbindelse til. Kraftprisen i Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) var på henholdsvis 20 og 19 øre/kWh i første kvartal, en nedgang på over 50 prosent fra kvartalet før. Midt- og Nord-Norge hadde med det de laveste prisene i Norden i første kvartal i år. God ressursituasjon i nord, med magasinbefylling over normalen og mer snø enn normalt, sammen med mye installert vindkraftkapasitet, spesielt nord i Sveige, bidro til de lave prisene.

De høye kraftprisene i sør førte til økte kostnader for strømvaktaler i husholdningsmarkedet. Kompensasjonsordningen for husholdningskunder bidro til å dempe kostnadstrykket for husholdningene. For en typisk husholdning på Østlandet med spotpriskontrakt ble den totale strømkostnaden for første kvartal 2022 på 11 030 kroner, inkludert fradrag ved kompensasjonsordning. Sammenliknet med samme kvartal 2021 er dette en økning på 2 150 kroner. De lave kraftprisene i Midt- og Nord-Norge gjorde at kostnader for husholdningsmarkedet var langt lavere enn de sørlige prisområdene. Her var heller ikke prisene høye nok til at den midlertidig kompensasjonsordning påvirket totalkostnaden. For en typisk husholdning i Nord-Norge var den totale strømkostnaden omtrent 5 524 kroner, som er 1 400 kroner lavere enn samme periode i 2021. Ser man lengre tilbake i tid er dette den laveste strømkostnad for første kvartal de siste ti årene.

1 Historisk maksimum, minimum og median er beregnet ut fra de siste 20 årene (2002-2021) om ikke annet er nevnt.
2 Norske produksjons- og forbrukstall er statistikk fra SSB.
3 Strømkostnadene er eksklusiv nettleie og forbruksavgift, men inkl. mva. Nord-Norge er fritatt mva.

Vær og hydrologi | Temperatur

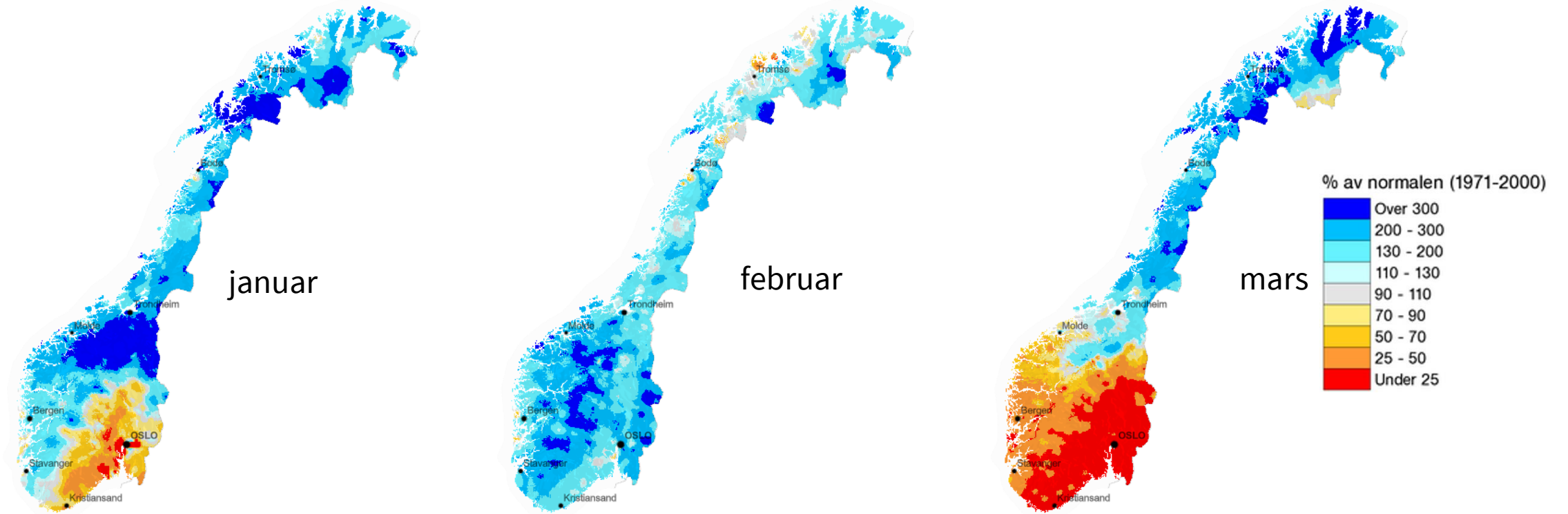
Varm start på 2022



Kartene viser avvik fra midlere månedstemperatur (1971-2000) målt i grader celsius for januar, februar og mars 2022. Disse månedene var månedsmiddeltemperaturen for hele landet henholdsvis 1,7, 1,1 og 2,1 grader over normalen. I januar var det flere steder i Innlandet og Viken med avvik på 4-5 grader over normalen, og i mars var det flere værstasjoner i Nord-Norge med like stor avvik.

Vær og hydrologi | Nedbør

Mye nedbør i nord, lite i sør



Kartene viser avvik fra midlere månedsnedbør (1971-2000) målt i prosent for januar, februar og mars 2021. I januar og februar var månedsnedbøren henholdsvis 45 og 20 prosent over normalen for landet sett under ett. I mars var månedsnedbøren 20 prosent under normalen. Ekstremværet Gyda i midten av januar, ga rekordnedbør på flere værstasjoner i Møre og Romsdal og i Trøndelag. Høyest døgnsnedbør ble målt 13. januar på Tomrefjord (Vestnes i Møre og Romsdal) med 153 mm . Høyest månedsnedbør disse månedene ble målt i januar i Øvstedal (Voss i Vestland fylke) med 739 mm.



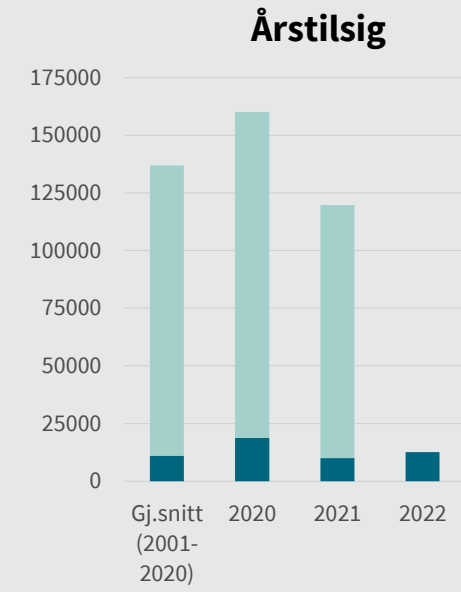
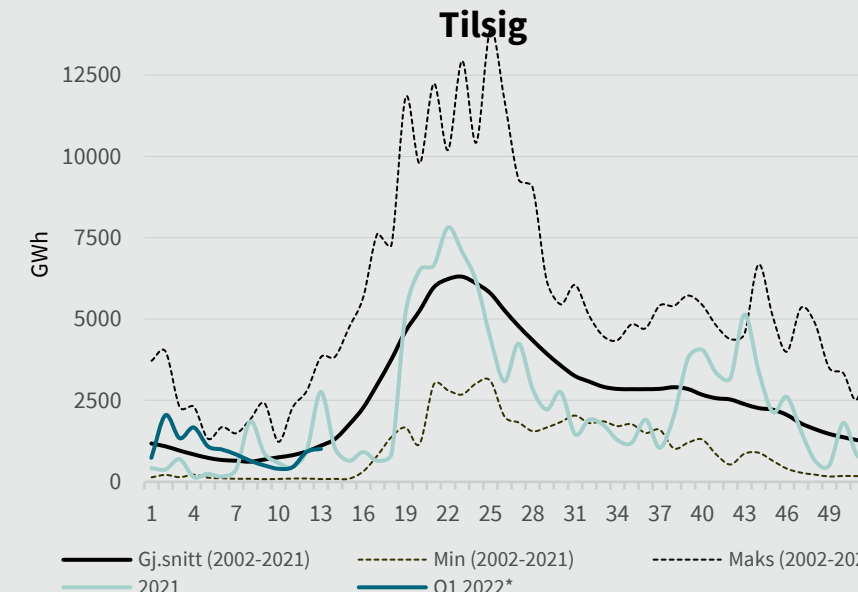
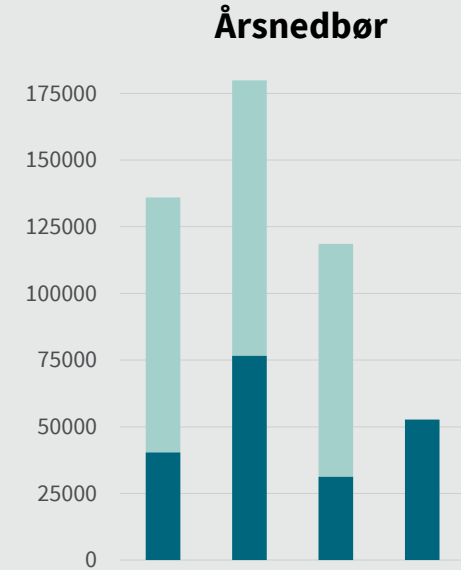
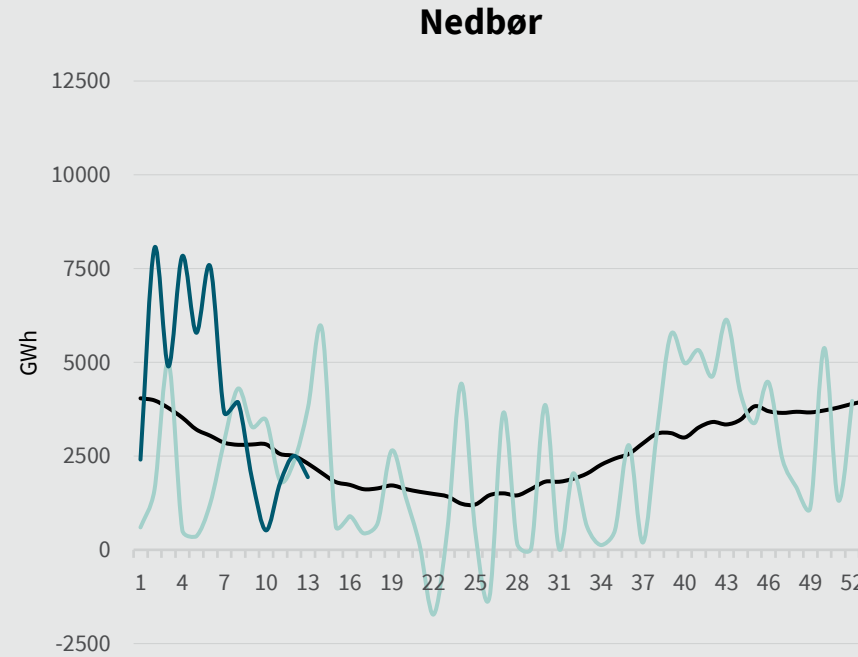
Vær og hydrologi | Nedbør og tilsig

Nedbørsrikt kvartal

Mildt og vått vær i januar og februar ga 12,4 TWh mer nedbør enn normalt i første kvartal. Den estimerte nedbørmengden i de tre første månedene var på 52,8 TWh. Det kom spesielt mye nedbør i Midt- og Nord-Norge. I mars var det tørrere enn normalt i sørlige deler av Norge. Både nedbør og tilsiget til magasinene lå under normalen i denne perioden.

I sum for Norge kom det mer tilsig enn normalt i løpet av første kvartal. Tilsiget endte på 12,6 TWh, 1,6 TWh over normalen.

Første kvartal 2022			
TWh	Q1 2021 (uke 1-13)	Q1 gjennomsnitt (2001-2020)	Differanse fra gjennomsnitt
Nedbør	52,8	40,3	12,4
Tilsig	12,6	11,0	1,6



— Gj.snitt (2002-2021) - - - - Min (2002-2021) - - - - Maks (2002-2021)
— 2021 — Q1 2022*

* verdiene for utgangen av uke 13 Kilde: NVE

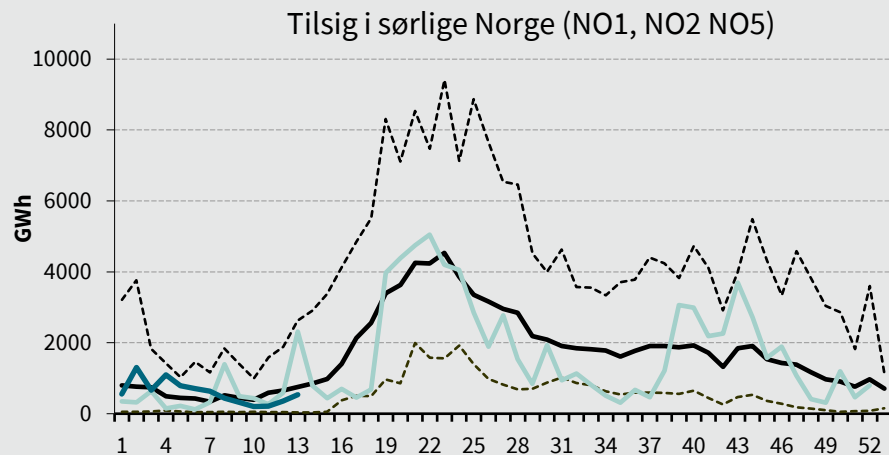
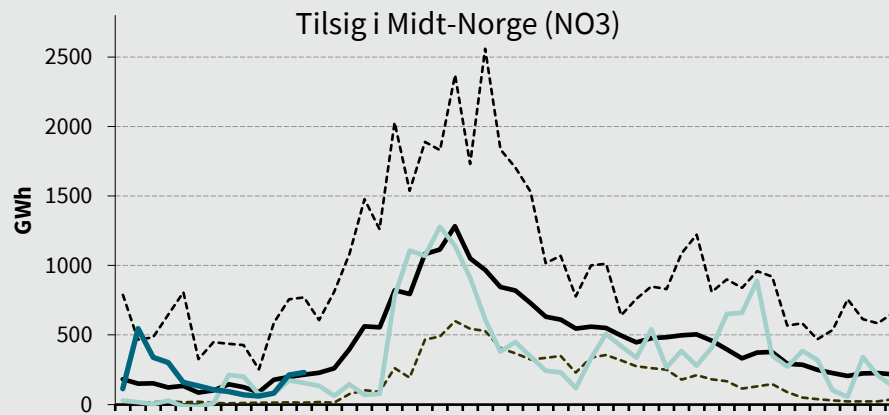
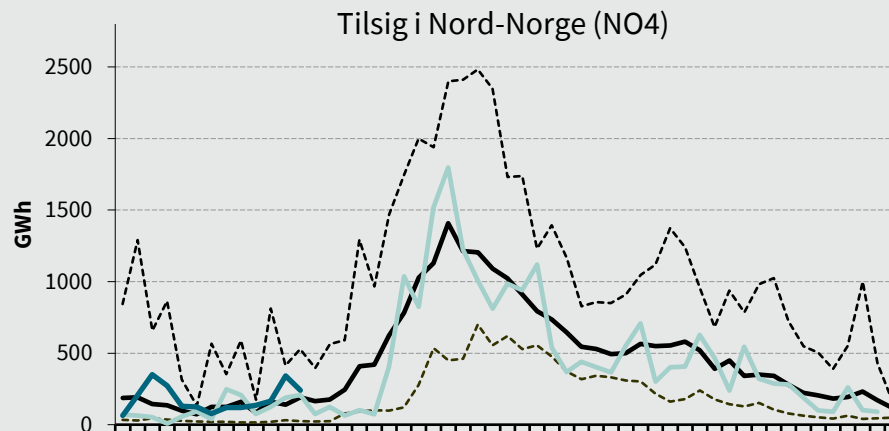


Vær og hydrologi | Tilsig per prisområde

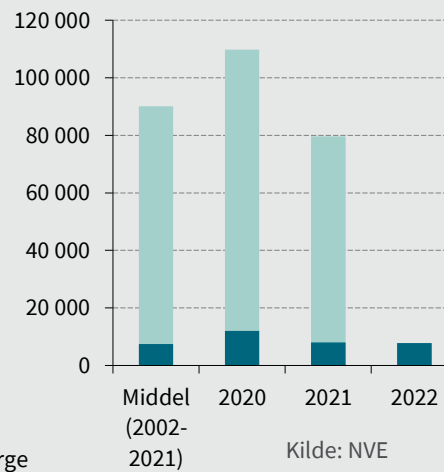
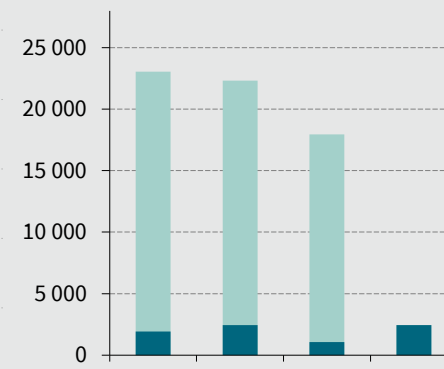
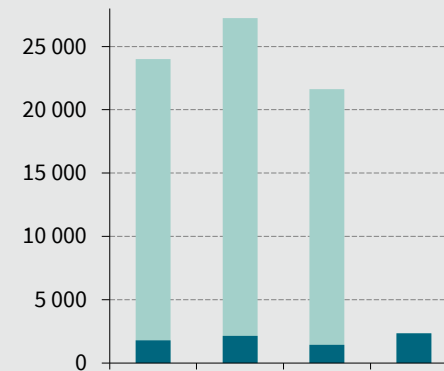
Figurene til høyre viser tilsig for Nord-Norge (NO4), Midt-Norge (NO3) og de sørlige prisområdene (NO1, NO2, NO5) samlet.

I de to første månedene var tilsiget høyt i alle prisområder på grunn av det milde og nedbørsrike været. I mars kom det lite nedbør i de tre sørlige prisområder.

I løpet av det første kvartalet kom det mer tilsig sammenliknet med gjennomsnittet i Nord- og Midt-Norge. I de tre sørlige områdene var tilsiget på normalen.



* Merk ulike vertikale akse for sørlige Norge sammenliknet med Midt- og Nord-Norge



Kilde: NVE



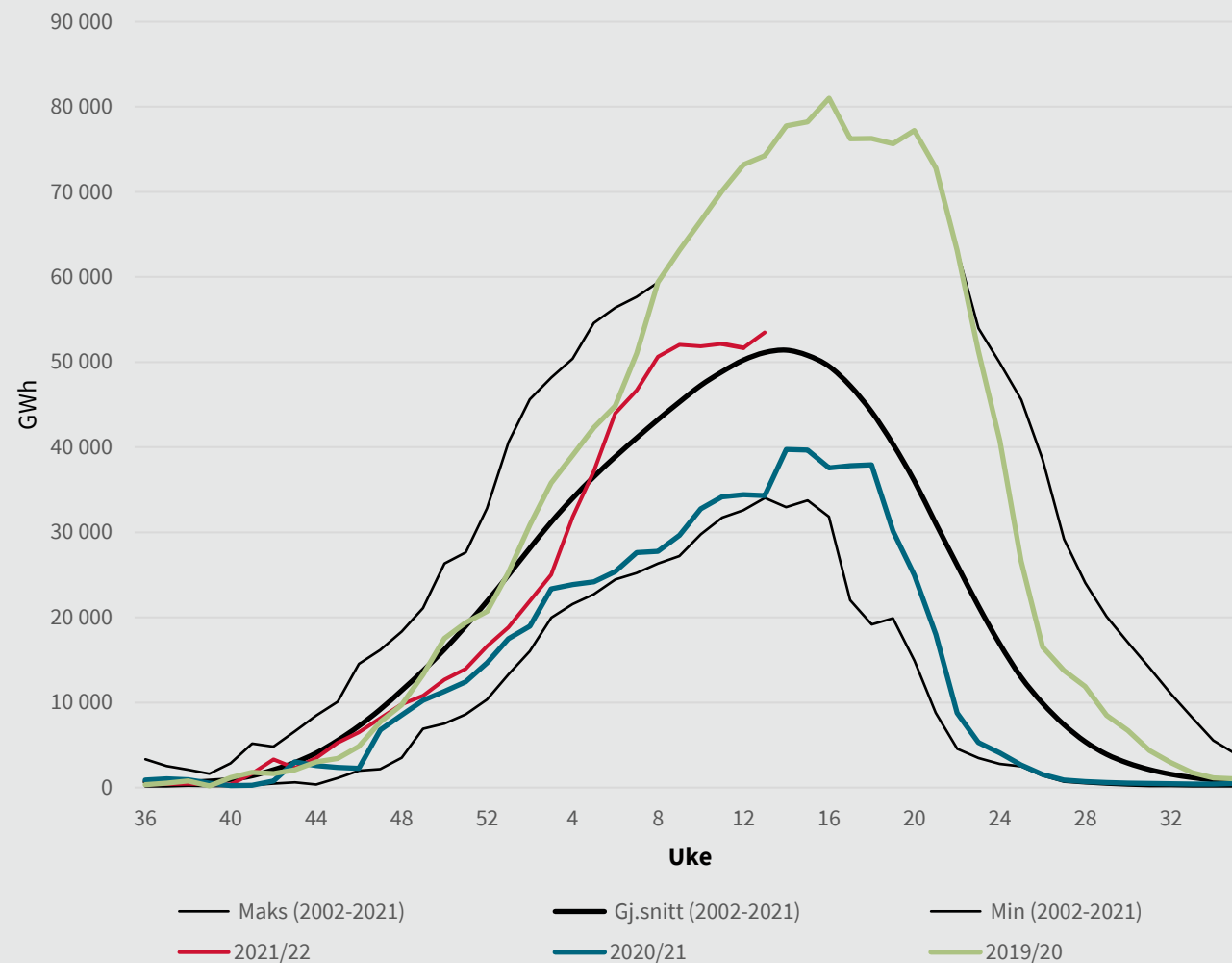
Vær og hydrologi | Snø

Mer snø i år enn i fjor

Ved inngangen av året var det mindre snø enn normalt. Mye nedbør i form av snø i starten av året førte til at snølagrene vokste. Ved utgangen av første kvartal var det akkumulert 53 TWh med snø i Norge. Dette er 2 TWh mer enn gjennomsnittet og 19 TWh mer enn på samme tidspunkt i fjor. Det var hovedsakelig mer snø enn normalt i Midt- og Nord-Norge, og mindre snø enn normalt i de tre sørlige områdene.

I slutten av 2021 tok NVE i bruk et nytt datagrunnlag for å beregne energiinnhold i snø, nedbør og tilsig. Tallene som er presentert her er basert på dette grunnlaget. Les mer om det nye datagrunnlaget på nettsidene våre <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/endringer-i-utrekning-av-energiinnholdet-i-sno-nedbør-og-tilsig/>

Snøens energiinnhold





Vær og hydrologi | Magasinfylling

Stor forskjell mellom nord og sør

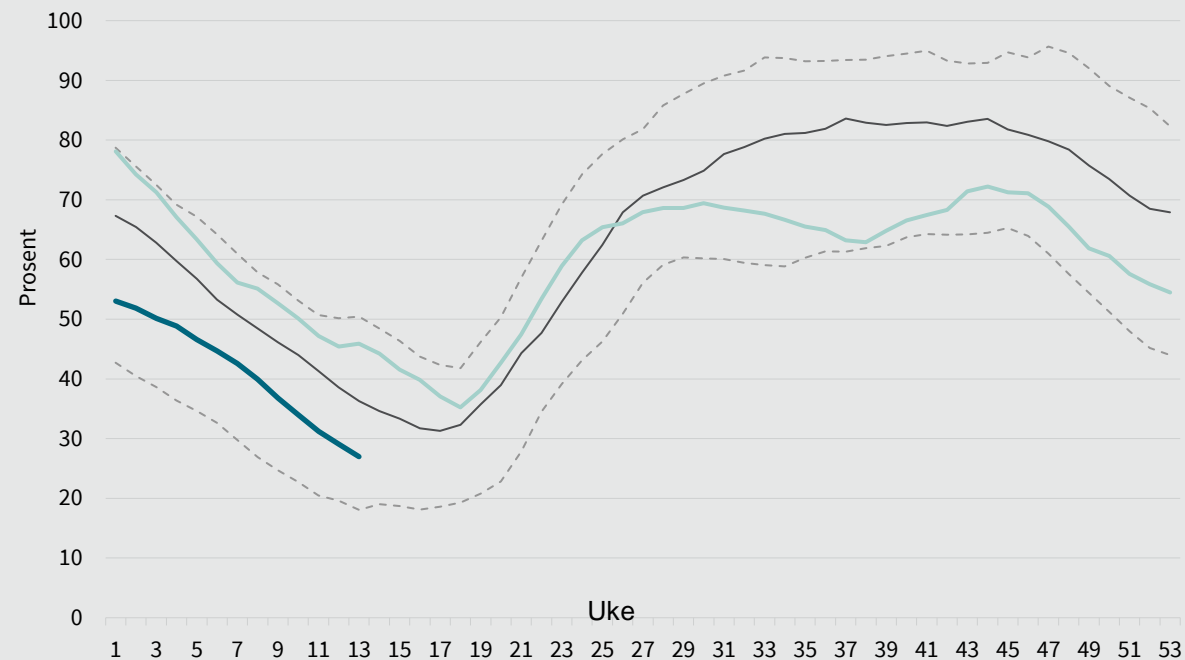
Ved årsskiftet var magasinfyllingen i Norge 53 prosent. Fyllingsgraden lå 14,3 prosentpoeng under medianen og 25 prosentpoeng lavere enn tilsvarende uke i 2021. Det var stor forskjell i fyllingsgraden mellom de sørlige og nordlige prisområdene gjennom kvartalet.

I de tre sørlige områdene (NO1, NO2, NO5) var fyllingen godt under medianen og i perioder nær historisk minimum. Tilsiget til magasinene i sør var relativt normalt for årstiden gjennom kvartalet. Høye priser på kontinentet og høy utvekslingskapasitet fra sørlige Norge til naboland ga høy produksjon tross lavere fylling enn normalt. Dette bidro til lav fylling gjennom kvartalet i sørlige Norge. Fyllingsgraden i Sørvest-Norge (NO5) var 0,1 prosentpoeng over historisk minimum de siste to ukene i kvartalet.

I Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) var fyllingsgraden over medianen store deler av kvartalet. Midt-Norge fikk mer tilsig enn normalt i starten av året. I løpet av de første ukene gikk fyllingsgraden fra å ligge under den historiske medianverdien for uka til å ligge over medianen.

Norge

Kapasitet 87204 GWh



— Median (2002-2021) - - - - Min (2002-2021) ····· Maks (2002-2021) — 2021 — Q1*

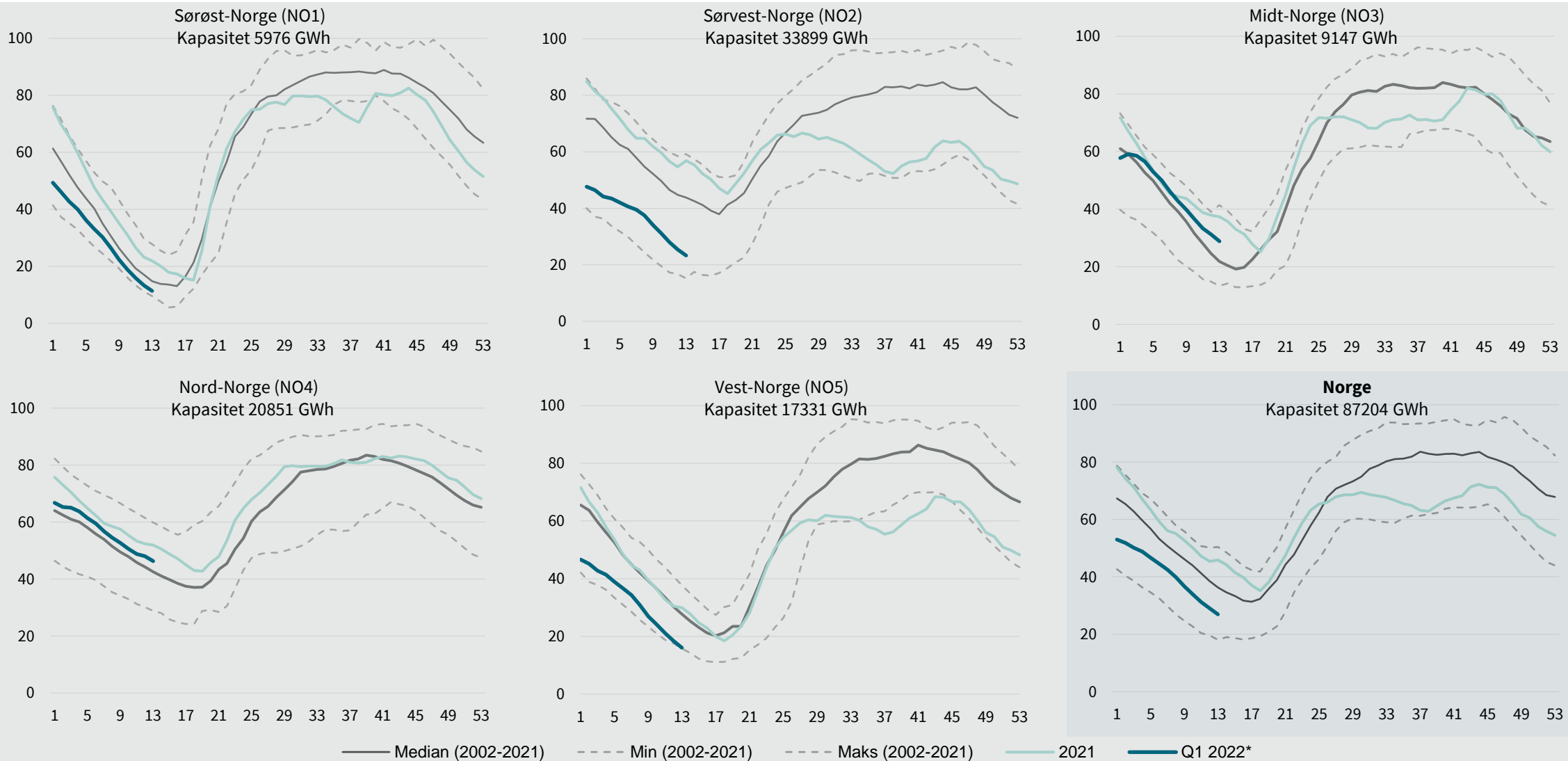
Magasinfylling, i prosent*	Utgang Q1 2022	Utgang Q1 2021	Median Utgang Q1 (2001-2020)	Differanse fra 2021	Differanse fra median
Norge	27,0	45,9	36,3	-19,0	-9,3
NO1	11,4	21,9	14,8	-10,6	-3,5
NO2	23,3	56,9	43,8	-33,6	-20,5
NO3	28,8	37,3	21,9	-8,5	7,0
NO4	46,3	51,9	42,5	-5,6	3,8
NO5	16,1	30,0	27,7	-13,9	-11,7

* verdiene for utgangen av uke 13 Kilde: NVE



Vær og hydrologi | Magasinfyllingen i Norge

Alle prisområdene i Norge



* verdiene for utgangen av uke 13 Kilde: NVE

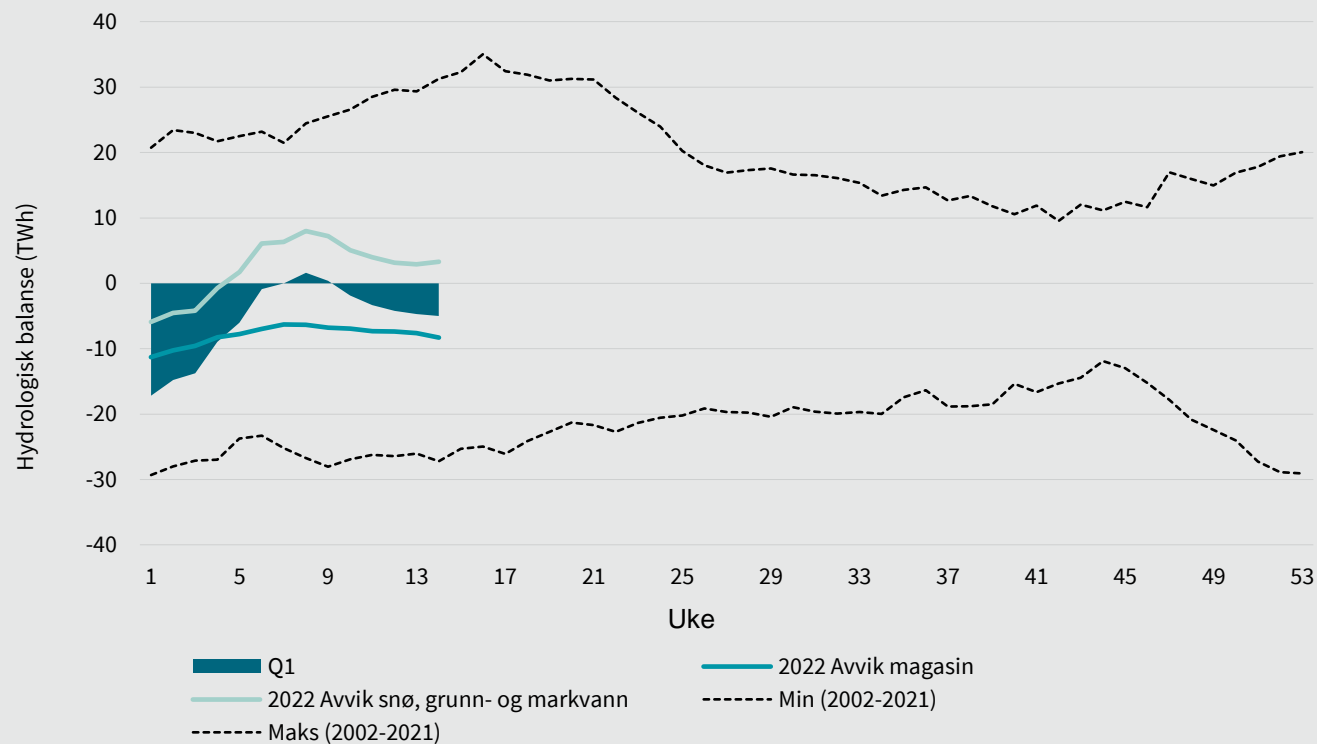


Vær og hydrologi | Hydrologisk balanse

Forbedret gjennom kvartalet

Ved inngangen av året lå både magasinfullingen og snø-, grunn- og markvann under gjennomsnittet. Mildt og nedbørsrikt vær i januar og februar ga høyere tilsig til magasinene enn normalt for denne tiden. Avviket fra gjennomsnitt i magasinene minket fra -11,1 TWh til -8,3 TWh i løpet av første kvartal. Mye av nedbøren kom som snø, og ved utgangen av første kvartal lå snølagrene over gjennomsnittet.

Den hydrologiske balansen forbedret seg gjennom første kvartal. I løpet av de to første månedene gikk den hydrologiske balansen fra et underskudd på 15,8 TWh til et overskudd på 1,6 TWh. På grunn av mindre nedbør enn normalt i mars, spesielt i de sørlige prisområdene, ble den hydrologiske balansen redusert til -5 TWh mot slutten av kvartalet.



TWh	Inngang Q1 2022*	Utgang Q1 2022*
Avvik magasin	-11,1	-8,3
Avvik snø, grunn- og markvann	-4,8	3,3
Hydrologisk balanse	-15,8	-5,0

* Verdier ved utgangen av uke 52 2021 og utgangen av uke 13 2022



Kraft | Produksjon og forbruk

Mildt vær og lavt kraftforbruk i Norge i første kvartal

Norsk kraftforbruk falt med 10 prosent sammenliknet med samme kvartal i fjor. Dette skyldes i stor grad at temperaturene for store deler av Norge var lavere enn normalt i januar og februar i fjor, mens temperaturene i år var høyere enn normalt store deler av kvartalet. Forbruk til alminnelig forsyning i Norge i første kvartal var det laveste på over 12 år. Fallet var størst i de sørlige områdene. I Sørøst-Norge (NO1), hvor en stor andel av befolkningen bor, var det et fall i forbruket på hele 16 prosent. Nord-Norge (NO4) var det eneste prisområdet hvor forbruket økte sammenliknet med i fjor.

Norsk kraftproduksjon falt i de sørlige prisområdene (NO1, NO2, NO5) sammenliknet med samme kvartal i fjor. Fallet i produksjon var høyere enn fallet i forbruk, og nettoeksport ut av sør var derfor lavere enn i fjor. Dette har sammenheng med lavere magasinutfylling ved inngangen til kvartalet enn i fjor og mer vindkraftproduksjon i land sørlige Norge har mellomlandsforbindelser til. Ved inngangen av 2022 var fyllingen i Sørvest-Norge (NO2) rundt 40 prosentpoeng lavere enn ved inngangen av 2021, mens den var 30 prosentpoeng lavere i Vest-Norge (NO5). Vindkraftproduksjonen i blant annet Tyskland var betraktelig høyere i første kvartal i år enn i fjor. Solkraftproduksjonen økte også i Tyskland fra i fjor. Vi observerer oftere at perioder med mye vind og solkraft i Tyskland gir lavere priser i Tyskland enn Norge, og dette gir perioder med import av billig kraft til Norge. I disse periodene velger flere norske vannkraftprodusenter å holde tilbake sin produksjon, til fordel å produsere ved et seinere tidspunkt når prisene er høyere.

I Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) økte kraftproduksjonen sammenliknet med første kvartal i fjor. Økningen var størst i Midt-Norge med en økning på 1,6 TWh. I overkant av 1 TWh av økningen her skyldes økt vindkraftproduksjon. Vindkraftproduksjonen i Midt-Norge var dobbelt så høy i første kvartal i år sammenliknet med i fjor. Midt-Norge gikk fra å være nettoimportør av kraft med 1,8 TWh i første kvartal i fjor til å ha en nettoeksport på 0,1 TWh i første kvartal i år. Mer eksport fra Midt-Norge bidro til at norsk nettoeksport var høyere i første kvartal i år enn i fjor.

Produksjon (TWh)	Q1	Q1	Endring	Endring %
	2022	2021	TWh	
Norge	42,6	45,7	-3,0	-7 %
NO1	3,9	5,1	-1,1	-23 %
NO2	14,9	16,7	-1,8	-11 %
NO3	7,9	6,2	1,6	26 %
NO4	7,9	7,8	0,2	2 %
NO5	8,0	9,8	-1,8	-19 %

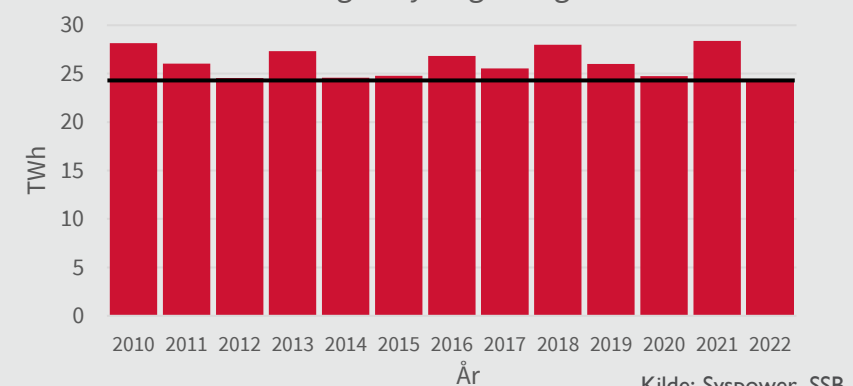
Forbruk (TWh)

Norge	38,9	42,7	-3,8	-9 %
NO1	10,6	12,6	-2,0	-16 %
NO2	10,4	11,5	-1,2	-10 %
NO3	7,8	8,1	-0,3	-4 %
NO4	5,5	5,4	0,1	2 %
NO5	4,7	5,1	-0,5	-9 %

Nettoeksport (TWh)

Norge	3,8	2,9		
NO1	-6,6	-7,5		
NO2	4,5	5,2		
NO3	0,1	-1,8		
NO4	2,4	2,4		
NO5	3,3	4,7		

Forbruk til alminnelig forsyning i Norge første kvartal



Kilde: Syspower, SSB

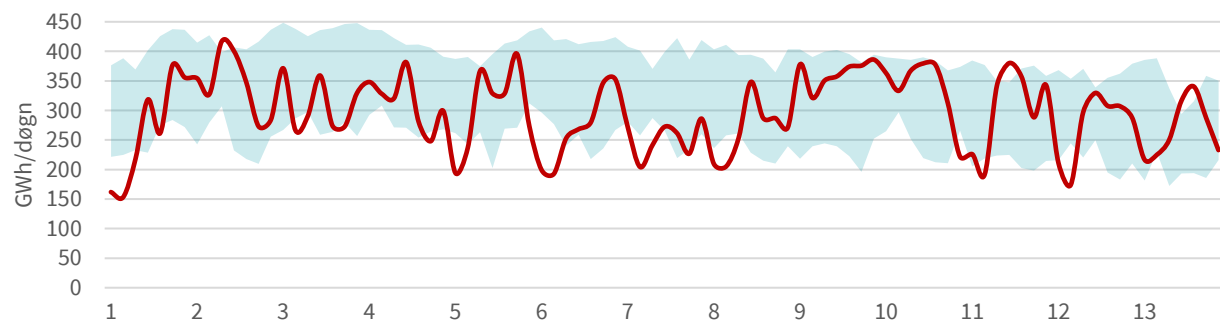
Kraft | Produksjon og forbruk per dag gjennom kvartalet

Lavere forbruk i sør og høyere forbruk i nord

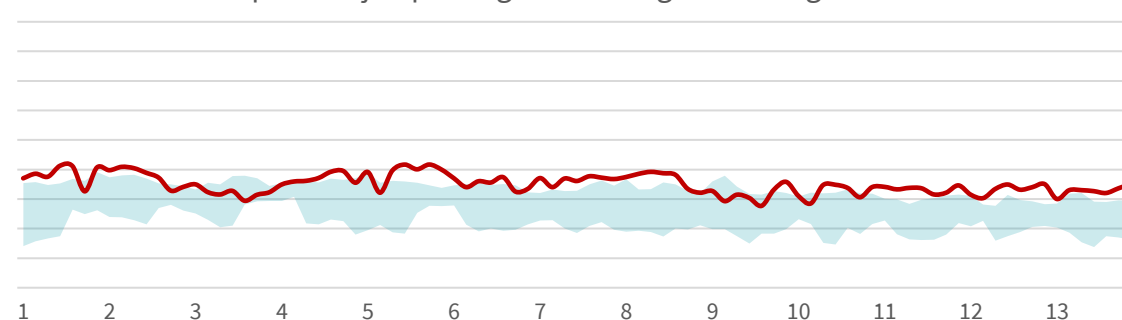
Figurene under viser produksjon og forbruk per dag i rødt og historisk utfallsrom for årene 2015-2021 i blått. Figurene til venstre viser prisområdene Sørøst- (NO1), Sørvest- (NO2) og Vest-Norge (NO5) samlet, heretter omtalt som sørlige Norge. Figurene til høyre viser Midt- (NO3) og Nord-Norge (NO4) samlet. Ved å sammenligne med det historiske utfallsrommet ser vi at Midt- og Nord-Norge hadde et høyt produksjonsnivå gjennom hele kvartalet. Dette skyldes i stor grad mer eksport til Sverige enn tidligere år. Vannkraftprodusentene opprettholdt en høy produksjon selv om kraftprisene var relativt lave i Sverige. Dette har sin bakgrunn i at både Midt- og Nord-Norge hadde en god ressursituasjon ved inngangen av året, i tillegg til at det kom mye snø i fjellet.

Sørlige Norge hadde mildere vær enn normalt og man ser at forbruket derfor var nærmere minimumsnivået for det historiske utfallsrommet. Sammenlignet med Midt- og Nord-Norge hadde sørlige Norge en større variasjon i kraftproduksjonen. Dette har sammenheng med at sørlige Norge har mye utvekslingskapasitet til kontinentet. I perioder med mye rimelig fornybar produksjon på kontinentet regulerte norske vannkraftprodusenter ned sin produksjon og en større andel av forbruket ble dekt av import. Tilsvarende økte vannkraftprodusentene sin produksjon når det var høye kraftpriser på kontinentet og sørlige Norge fikk økt eksport.

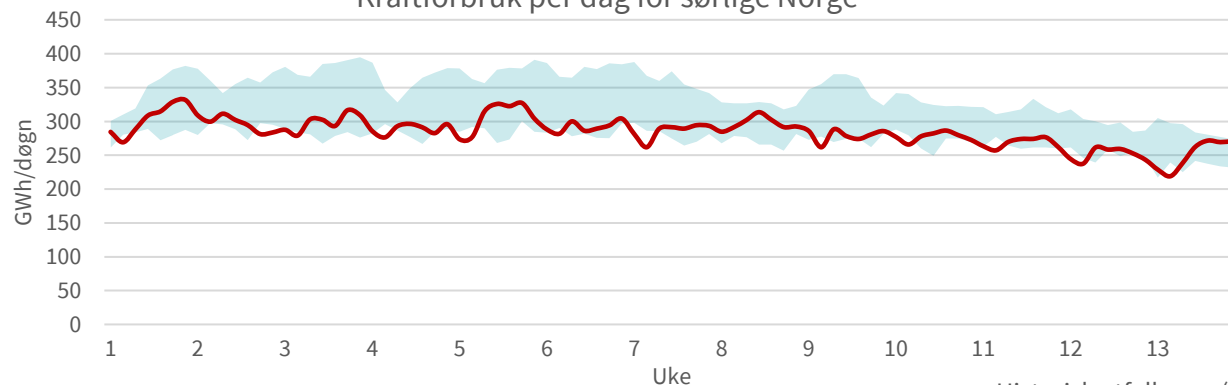
Kraftproduksjon per dag for sørlige Norge



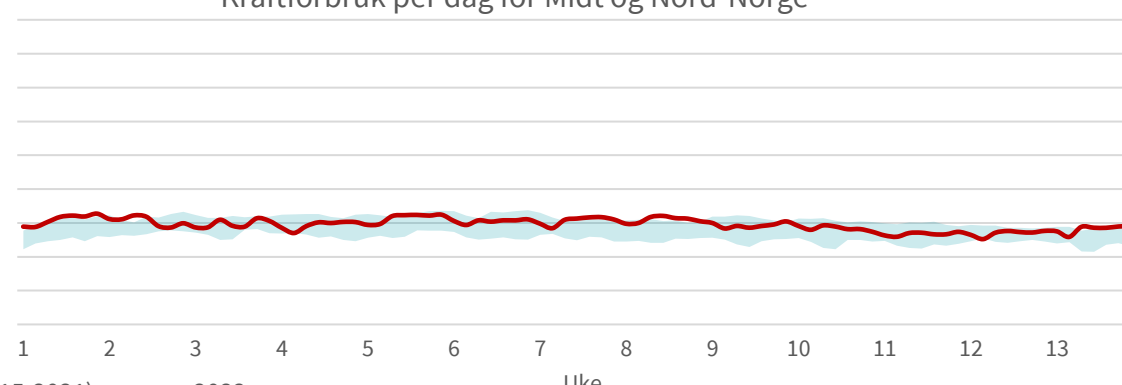
Kraftproduksjon per dag for Midt- og Nord-Norge



Kraftforbruk per dag for sørlige Norge



Kraftforbruk per dag for Midt og Nord-Norge





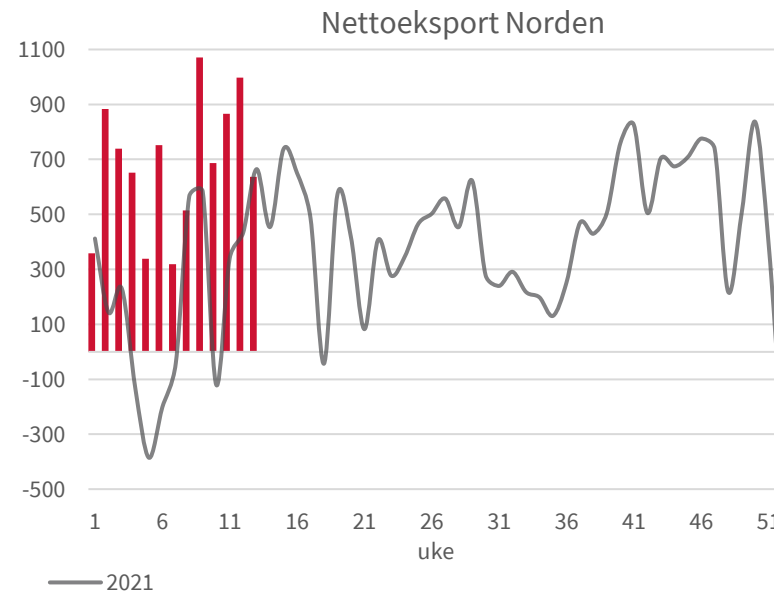
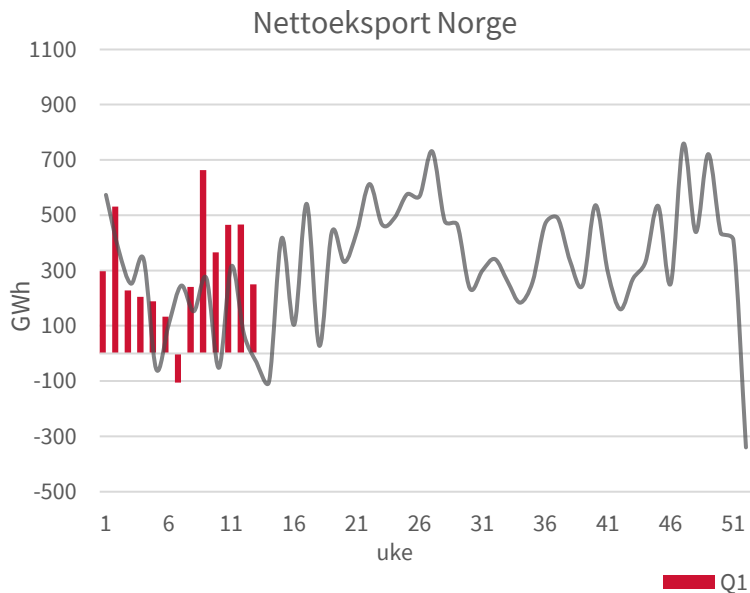
Kraft | Produksjon og forbruk

Norden

Kraftforbruket i Norden var 110,9 TWh i første kvartal, 7 prosent lavere sammenliknet med tilsvarende periode i fjor. Forbruket falt i alle Nordiske land, men fallet var størst i Norge. Dette skyldes blant annet at Norge bruker mer elektrisitet til oppvarming enn de andre nordiske landene, og en mildere første kvartal i år enn i fjor ga mindre kraftforbruk til oppvarming. Basert på markedsmeldinger var det en del finsk papirindustri som holdt stengt på grunn av streik i store deler av første kvartal, dette kan forklare noe av nedgangen i finsk forbruk.

Nordisk kraftproduksjon falt også sammenlignet med første kvartal i fjor, og endte på rundt 119,5 TWh. Nedgangen i kraftproduksjon skyldes i stor grad nedgang i norsk kraftproduksjon. I Danmark økte produksjonen med 13 prosent fra tilsvarende kvartal i fjor. En viktig årsak til økningen er mer produksjon fra vindkraft, som økte med 1,7 TWh.

Med et større fall i kraftforbruket enn i produksjonen endte Norden med en nettoeksport på 8,6 TWh i første kvartal i år, en økning på 6 TWh fra samme kvartal i fjor. Mer vindkraft i Norden, lavere forbruk og høye priser på kontinentet gjennom kvartalet er viktige årsaker til økningen i eksport. Norden var nettoeksportør av kraft alle ukene i første kvartal, og Norge hadde nettoeksport 12 av 13 uker.



Produksjon (TWh)	Q1 2022	Q1 2021	Endring TWh	Endring %
Norge	42,6	45,7	-3,0	-7 %
Sverige	47,9	47,1	0,9	2 %
Danmark	10,4	9,2	1,2	14 %
Finland	18,5	19,6	-1,1	-6 %
Sum Norden	119,5	121,5	-2,0	-2 %

Forbruk (TWh)	Q1 2022	Q1 2021	Endring TWh	Endring %
Norge	38,9	42,7	-3,8	-9 %
Sverige	39,7	42,2	-2,4	-6 %
Danmark	9,6	9,7	-0,2	-2 %
Finland	22,8	24,4	-1,6	-7 %
Sum Norden	110,9	119,0	-8,1	-7 %

Nettoeksport (TWh)	Q1 2022	Q1 2021	Endring TWh
Norge	3,8	2,9	0,8
Sverige	8,2	4,9	3,3
Danmark	0,9	-0,6	1,4
Finland	-4,2	-4,8	0,5
Sum Norden	8,6	2,5	6,1

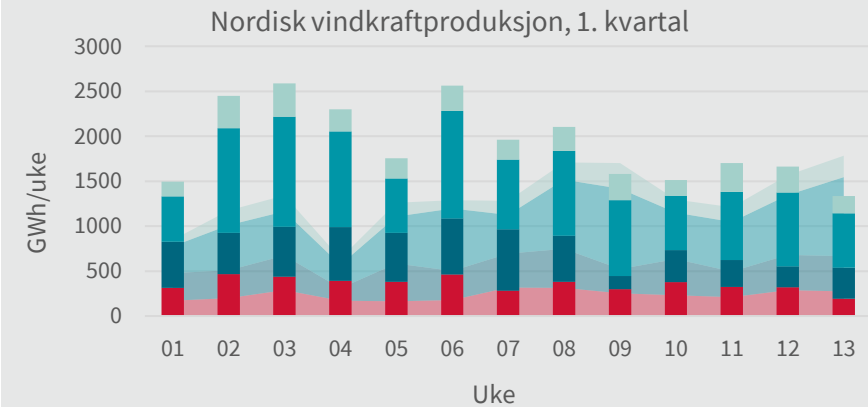
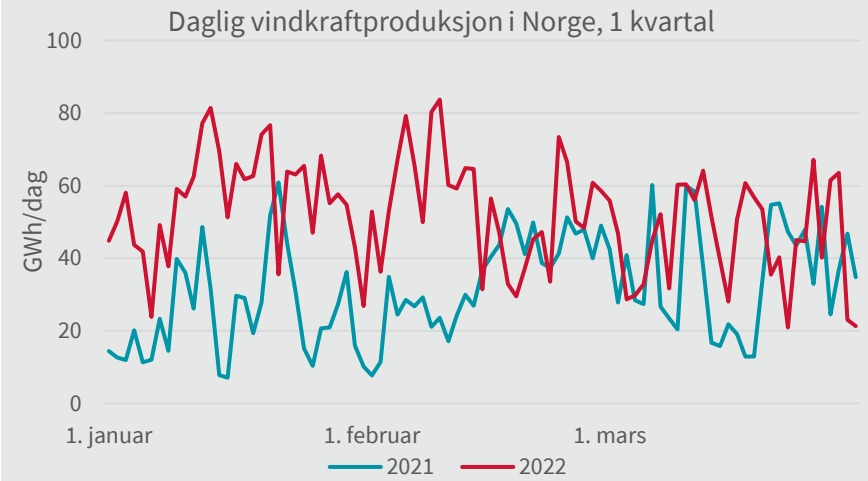
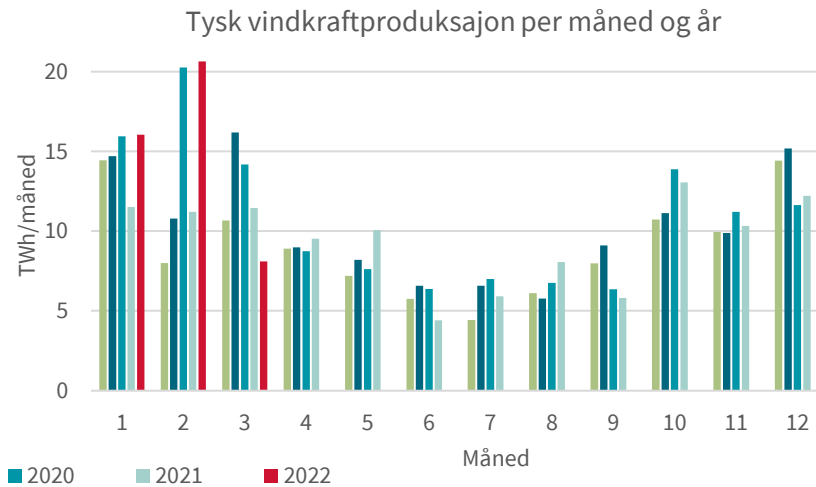
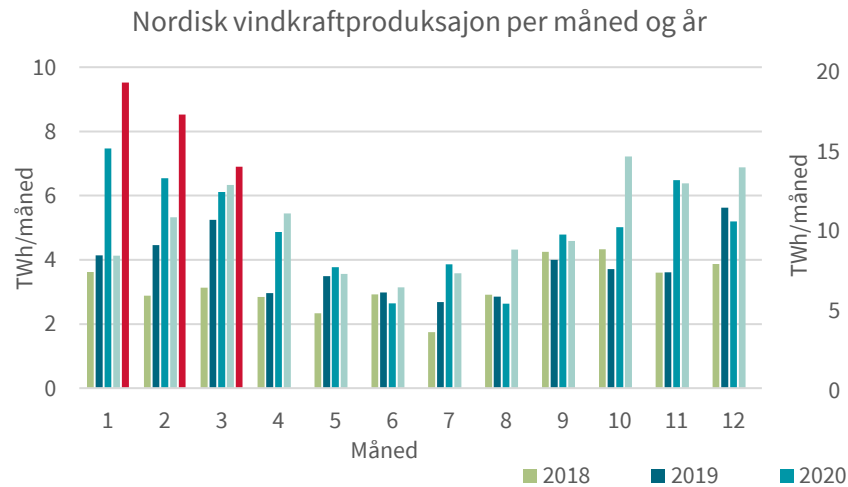


Kraft | Vindkraft

Vindfull start på året

Totalt ble det produsert nær 25 TWh vindkraft i Norden i første kvartal, 9 TWh mer enn tilsvarende kvartal i fjor. Alle de nordiske landene opplevde en økning i vindkraftproduksjonen. Vindkraften sto for 21 prosent av den nordiske kraftproduksjonen i første kvartal, og stod dermed for en større andel av totalproduksjonen enn kjernekraft. Mer vind og mer installert vindkraftkapasitet er årsaken til økningen. I 2021 ble det satt i drift rundt 3,7 GW mer vindkraftkapasitet i Norden.

Det var spesielt mye vindkraftproduksjon i januar og februar. Foreløpige tall viser at det ble produsert 9,5 TWh fra vind i Norden i januar. Dette er den høyeste vindkraftproduksjonen over en måned for Norden, tett etterfulgt av februar i år med 8,5 TWh. I Tyskland var det også høy vindkraftproduksjon i starten av året. Vi ser ofte at perioder med mye vind kan ha stor effekt på både kraftpris og kraftflyt. Kraftprisen i Tyskland blir tidvis null eller negativ i når det er mye vindkraftproduksjon. Gjennom import på mellombandsforbindelsene får Norge tilgang på billig kraft i disse periodene. Dette er typisk i helgene og på natten. I mars var det derimot en del mindre vind enn normalt i Tyskland. Flere sammenhengende perioder med lite vind ga tidvis svært høye kraftpriser i Tyskland.



Vindkraftproduksjon 1. kvartal (TWh)	2021	2020
Norge	4,63	2,81
Danmark	5,82	4,08
Sverige	11,02	6,79
Finland	3,41	1,94
Norden	24,88	15,61

Kilde: Syspower, Entsoe, Svensk vindenergi, Finnish wind power association

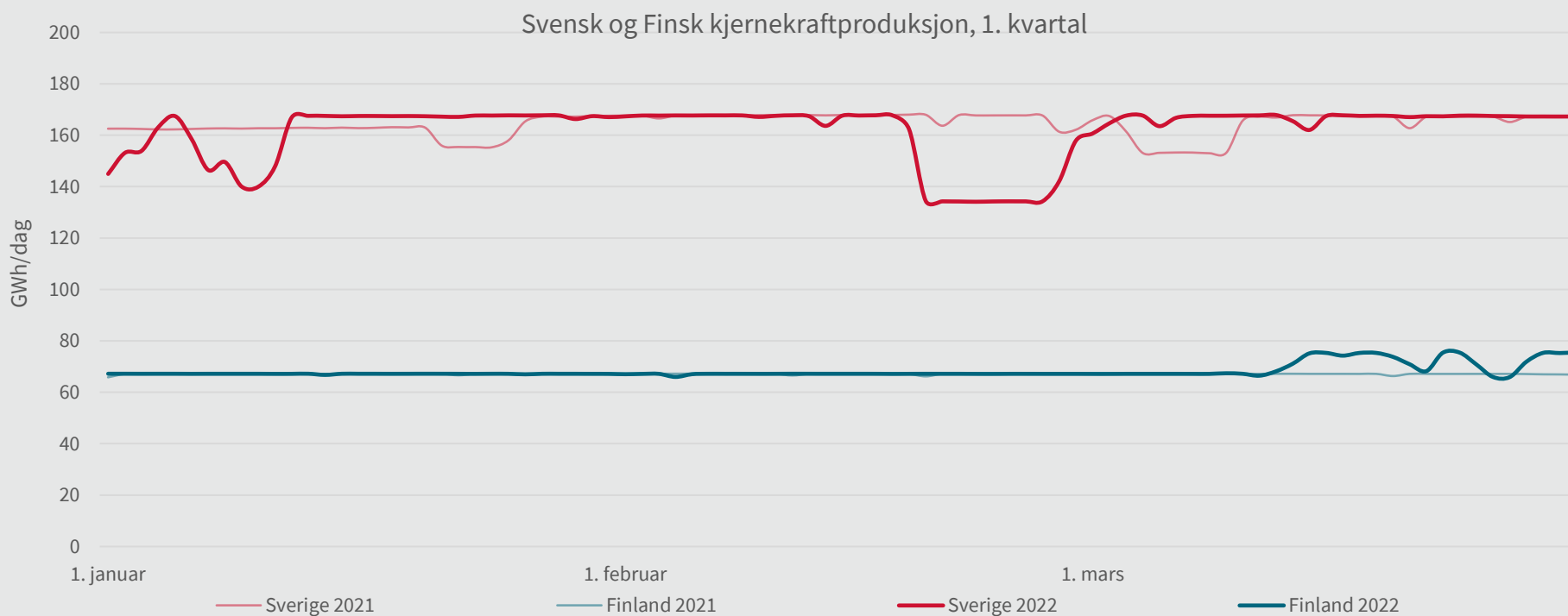


Kraft | Kjernekraftproduksjon

Oppstart av Olkiluoto 3 i Finland

Kjernekraftproduksjonen i Norden i første kvartal var 20,5 TWh, omtrent likt som samme kvartal i 2021. Kjernekraft utgjorde rundt 17 prosent av kraftproduksjonen i Norden i første kvartal.

I Finland økte kjernekraftproduksjonen noe sammenliknet med tilsvarende periode i fjor. Dette skyldes at den nye reaktoren Olkiluoto 3 (1600 MW) startet testproduksjon i mars, og ble koblet til nettet 12. mars 2022. Produksjonen skal gradvis trappes opp og kraftverket er ventet å være i full drift i slutten av september. I mars produserte den nye reaktoren mellom 0-330 MWh/h. I Sverige var kjernekraftproduksjonen litt lavere i første kvartal i år enn i fjor. Dette skyldes hovedsakelig feil som ga perioder med lavere produksjon fra kjernekraftverkene. I januar opplevde Ringhals 3 ulike feil som førte til at reaktoren var ute i flere dager. Kjernekraftverket Oskarshamn var ute i over en uke på grunn av en brenselssfeil i slutten av februar.



Kjernekraftproduksjon 1. kvartal (TWh)

	2022	2021
Sverige	14,4	14,6
Finland	6,1	6,0
Norden	20,5	20,6



Kraft | Kraftpriser

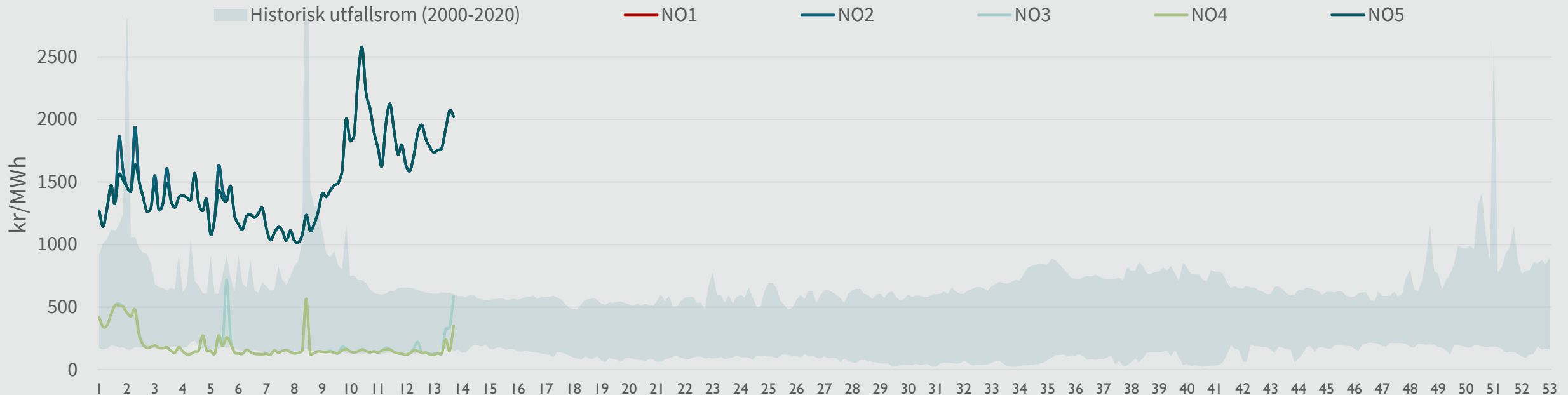
Økende prisforskjell mellom nord og sør i Norge

Gjennomsnittlig dagspris i de sørlige prisområdene lå over det historiske utfallsrommet gjennom nesten hele kvartalet. Det høye prisnivået sørlige Norge hadde i slutten av 2021 fortsatte inn i 2022, med dagspriser opp mot 200 øre/kWh. Mye vind i både Norden og på kontinentet i februar bidro til at prisnivået i sør falt noe i denne perioden. Da hadde sørlige Norge flere uker med nettoimport og dagspriser ned mot 100 øre/kWh. I overgangen til mars økte prisnivået kraftig i sør. Dette var hovedsakelig grunnet en tilsvarende kraftig økning i gassprisen som en konsekvens av Russland sin invasjon av Ukraina og usikkerheten rundt framtidig tilgang på gass. Gassprisøkningen sammenfalt med lengre perioder med lite vind, blant annet i Tyskland og Danmark, noe som bidro til at gasskraft ble prissettende i flere timer. Tirsdag 8. mars fikk sørlige Norge en gjennomsnittlig dagspris på 250 øre/kWh, og timespris på 650 øre/kWh mellom syv og åtte om morgningen. Selv om gassprisen korrigererte seg noe ned etter den kraftige økningen,

holdt den seg på et høyere nivå enn før Russland sin invasjon av Ukraina. Kraftprisen i sør holdt seg i snitt over 150 øre/kWh per dag gjennom mars.

I Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) var dagsprisene hovedsakelig stabilt lave på mellom 15-20 øre/kWh gjennom kvartalet. Prisene var i flere perioder lavere enn det historiske utfallsrommet. Dette skyldes i stor grad en bedre ressursituasjon i nord, med magasinfylling over normalen og mer snø enn normalt i fjellet. Mangel på tilstrekkelig nettkapasitet til å frakte kraften fra nord til sør, ga flaksehals i nettet og betraktelig lavere priser i nord enn i sør. Tidvis fikk likevel de nordlige områdene høyere priser i enkelttimer og dager, med dagspris opp mot 50 øre/kWh. De høye prisene sammenfalt ofte med perioder med svært lite vind i nord og perioder med relativt høyt forbruk.

Gjennomsnittlig dagspris på kraft for Norge





Kraft | Kraftpriser

Sørlige Norge hadde de høyeste prisene i Norden i første kvartal

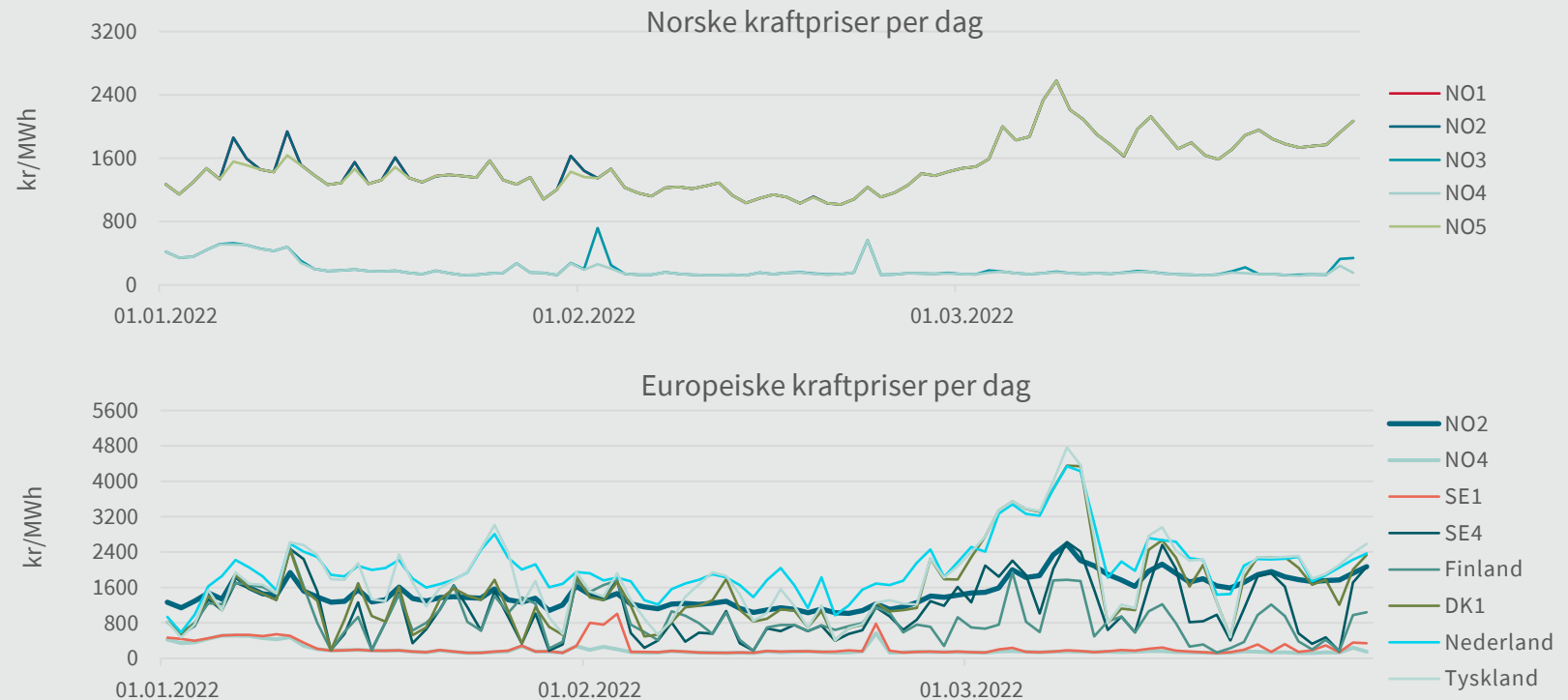
Kraftprisene i sørlige Norge (NO1, NO2, NO5) økte med rundt 18 prosent fra forrige kvartal og var i gjennomsnitt 150 øre/kWh. Magasinfylling godt under normalen i sør og høye kraftpriser på kontinentet er viktige årsaker til prisøkningen. I tillegg økte utvekslingskapasiteten på forbindelsen til Storbritannia i løpet av kvartalet, som ga økt eksportmuligheter fra sørlige Norge. Storbritannia var det landet med høyest snittpris i første kvartal av de landene Norge har handelsforbindelse til. Sørlige Norge sammen med Jylland (DK1) hadde de høyeste kraftprisene i Norden i første kvartal.

Kraftprisen i de nordlige områdene i Norden (NO3, NO4, SE1, SE2) var betraktelig lavere enn de sørlige områdene gjennom kvartalet. En sterk hydrologisk balanse i nord og mye installert vindkraftkapasitet, spesielt nord i Sverige, bidro til de lave prisene. Flaskehals sørover i nettet,

både i Norge og Sverige, bidro til den store prisforskjellen mellom nord og sør. Kraftprisen i Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) var på henholdsvis 20 og 19 øre/kWh i første kvartal, en nedgang på over 50 prosent fra kvartalet før. Midt- og Nord-Norge hadde med det de laveste prisene i Norden i første kvartal i år. Kraftprisen i de nordlige områdene i Sverige (SE1 og SE2) var i snitt på 24 øre/kWh i første kvartal.

Færre timer med flaskehals nord-sør i det svenske overføringsnettet enn i det norske nettet, spesielt om natten, bidro til at de sørlige prisområdene i Sverige i snitt fikk lavere priser enn prisområdene sør i Norge. Begrenset importkapasitet fra Sverige (SE3) til Sørøst-Norge (NO1), sammen med god utvekslingskapasitet mellom sørlige Norge og kontinentet, bidro til at prisene i det sørlige Norge i stor grad hadde en jevn høy pris over døgnet.

Elspotpriser (kr/MWh)	Q1 2022	Q4 2021	Endring fra forrige kvartal	Q1 2021	Endring fra Q2 i 2019
NO1	1497,8	1266,6	18 %	155,1	866 %
NO2	1497,8	1270,6	18 %	154,6	869 %
NO3	202,3	424,6	-52 %	159,0	27 %
NO4	190,9	414,8	-54 %	158,8	20 %
NO5	1484,7	1265,0	17 %	155,1	857 %
SE1	240,1	450,8	-47 %	160,3	50 %
SE2	240,1	450,8	-47 %	160,3	50 %
SE3	980,6	1093,1	-10 %	192,7	409 %
SE4	1094,0	1284,2	-15 %	210,3	420 %
Finland	902,3	1165,2	-23 %	247,6	264 %
DK1	1546,9	1510,5	2 %	210,6	635 %
DK2	1457,7	1464,7	0 %	228,8	537 %
Tyskland	1824,9	1812,5	1 %	274,4	565 %
Nederland	2051,0	1976,9	4 %	315,0	551 %
Polen	1337,6	1346,3	-1 %	422,2	217 %
Estland	1317,2	1433,6	-8 %	286,4	360 %
Litauen	1396,3	1513,8	-8 %	285,2	390 %
UK	2376,3	2436,1	-2 %	399,1	495 %





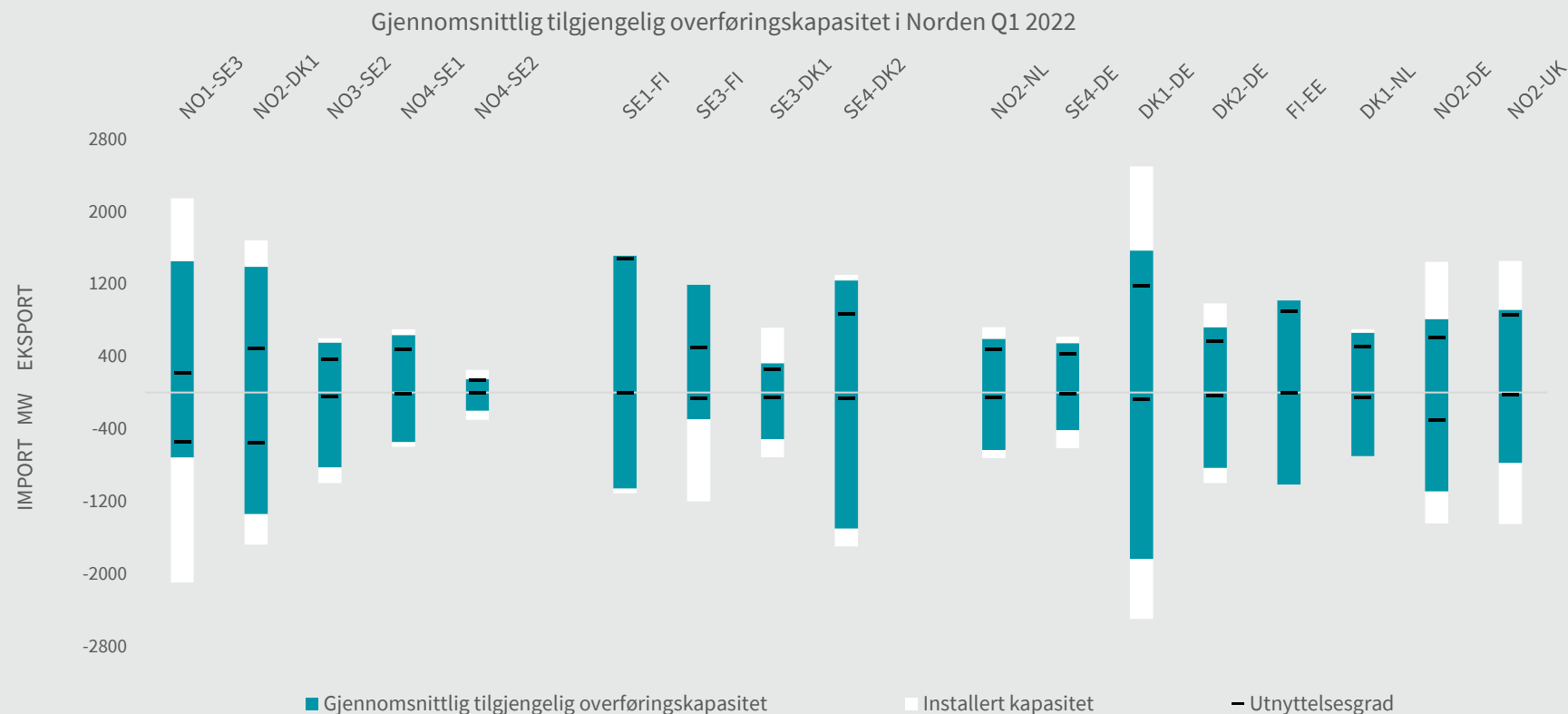
Kraft | Kraftutveksling

Nettoeksport ut av Norge

Den tilgjengelige eksportkapasiteten på mellomlandsforbindelsene mellom Norge og utlandet var på 74 prosent i første kvartal. Tilgjengelig importkapasitet var på 71 prosent. Mye av den tilgjengelige kapasiteten ble brukt til eksport første kvartal. Utnyttelsesgraden på tilgjengelig eksportkapasitet var på 66 prosent, mens den var 20 prosent på importsiden. Norge hadde en nettoeksport til de fleste naboland i løpet av første kvartal. Mest eksport var det til Sverige og Storbritannia. Mye av eksporten til Sverige skyldes høy eksport fra Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) til de nordlige områdene i Sverige (SE1 og SE2). Magasinfylling over normalen, mye snø gjennom kvartalet og perioder med mye vind bidro til den høye eksporten fra Midt- og Nord-Norge. Utnyttelsesgraden på forbindelsene til Nord-Sverige var høyere enn for landet sett under ett, og var i gjennomsnitt på 77 prosent gjennom kvartalet.

Land	Nettoeksport
Sverige	1,30
Danmark	-0,14
Finland	0,06
Russland*	-0,01
Nederland	0,91
Storbritannia	1,79
Tyskland	0,65

Tall er basert på markedskapasitet og markedsflyt, faktisk overføringskapasitet og flyt vil avvike noe. Endelig tall blir publisert av SSB.



Kraft | Kraftutveksling

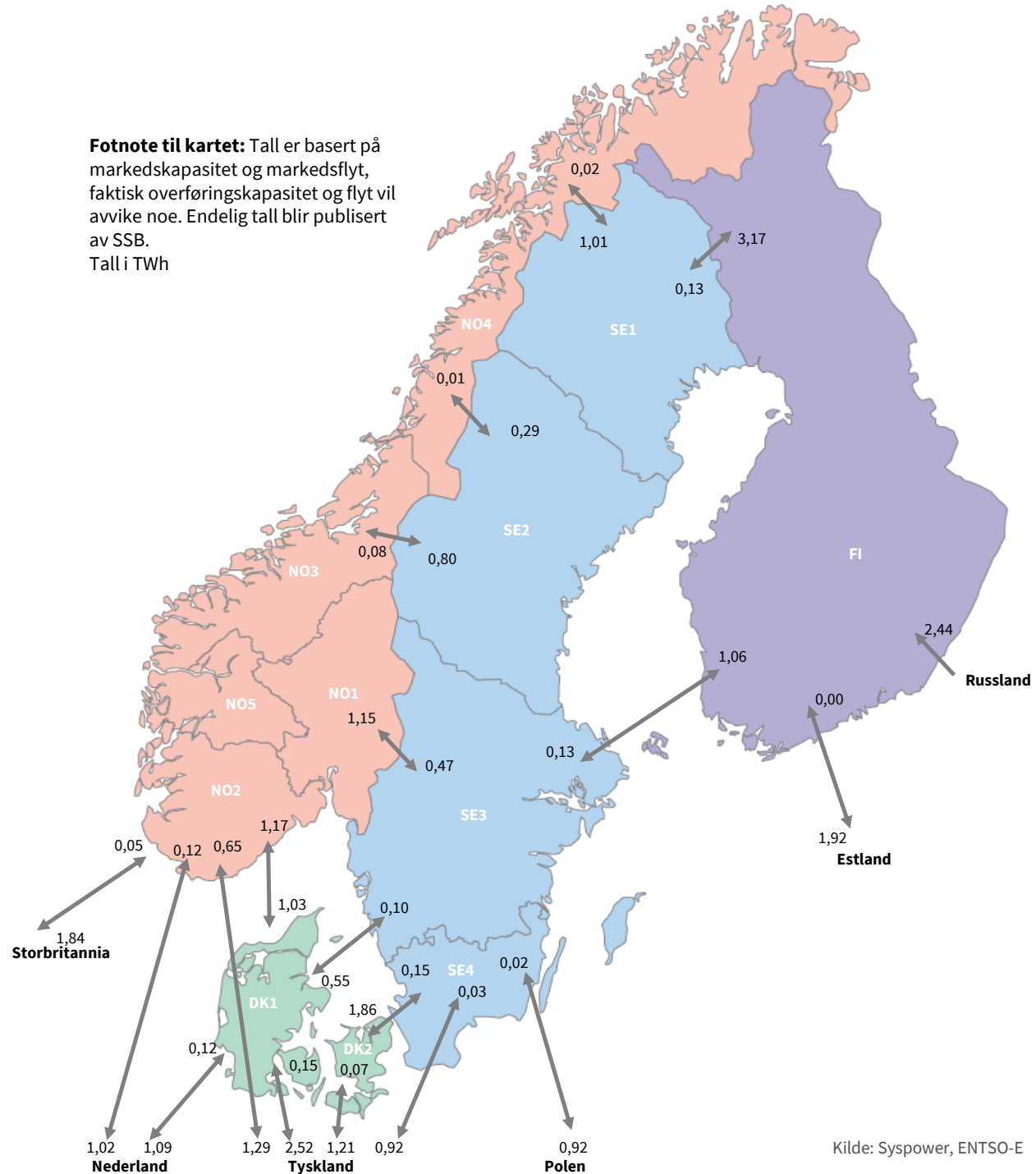
Økt utvekslingskapasitet til Storbritannia

Utfordringer i kraftflyten gjennom Sør-Sverige (SE3) har gitt begrensninger i tilgjengelig kapasitet inn og ut av prisområdet i lengre tid. Tilgjengelig overføringskapasitet var redusert mellom både Sør-Sverige og Sørøst-Norge (NO1), Danmark (DK1) og Finland. Det var utvekslingskapasiteten østover og sørover som ble mest begrenset for å håndtere utfordringene i nettet. Tilgjengeligheten på utvekslingskapasiteten til Sørøst-Norge var i snitt på 34 prosent i første kvartal, og 68 prosent i motsatt retning. I første kvartal ble forbindelsen i størst grad brukt til import, og utnyttelsesgraden på den tilgjengelige importkapasiteten var på 75 prosent. I slutten av mars ble en ny metode for beregning av kapasiteten mellom Sørøst-Norge og Sør-Sverige tatt i bruk. I perioder med høy kraftflyt fra Danmark til Sør-Sverige, kan en høyere importkapasitet bli frigitt på forbindelsen fra Sør-Sverige til Sørøst-Norge. I disse periodene kan Sørøst-Norge få høyere import enn ved bruk av den gamle utrekningsmetoden.

North Sea Link (NSL) mellom Sørvest-Norge (NO2) og Storbritannia ble driftet på halv kapasitet, det vil si 700 MW, fram til 8. februar. Da økte kapasiteten til 1078 MW i retning Storbritannia. I følge markedsmeldinger skulle kapasiteten på NSL øke til 1400 MW den 15. mars, men kapasiteten gitt til markedet har vært varierende. Importkapasiteten har sjeldent vært høyere enn 930 MW de siste to månedene av kvartalet. Siden NSL hovedsakelig ble brukt til eksport gjennom kvartalet har ikke importbegrensningene påvirket flyten mellom Norge og Storbritannia i stor grad. UK er det landet Norge hadde høyest nettoeksport til i første kvartal, på vel 1,8 TWh.

Forbindelsen mellom Norge og Danmark har hatt en feil siden 2019 som gjør at kapasiteten på en av retningene må begrenses til 1143 MW (av 1680 MW). I starten av året var det full kapasitet fra Norge til Danmark, og begrensning andre veien. Den dominerende retningen ble snudd to ganger i løpet av kvartalet. Først i slutten av januar da man forventet at prisene i Danmark ville være lavere enn i Sør-Norge framover. Retningen snudde igjen i starten av mars slik at kapasiteten fra Danmark til Norge igjen var begrenset til 1143 MW. I løpet av kvartalet har vi hatt en nettoimport fra Danmark på 0,14 TWh.

Fotnote til kartet: Tall er basert på markedskapasitet og markedsflyt, faktisk overføringskapasitet og flyt vil avvike noe. Endelig tall blir publisert av SSB. Tall i TWh

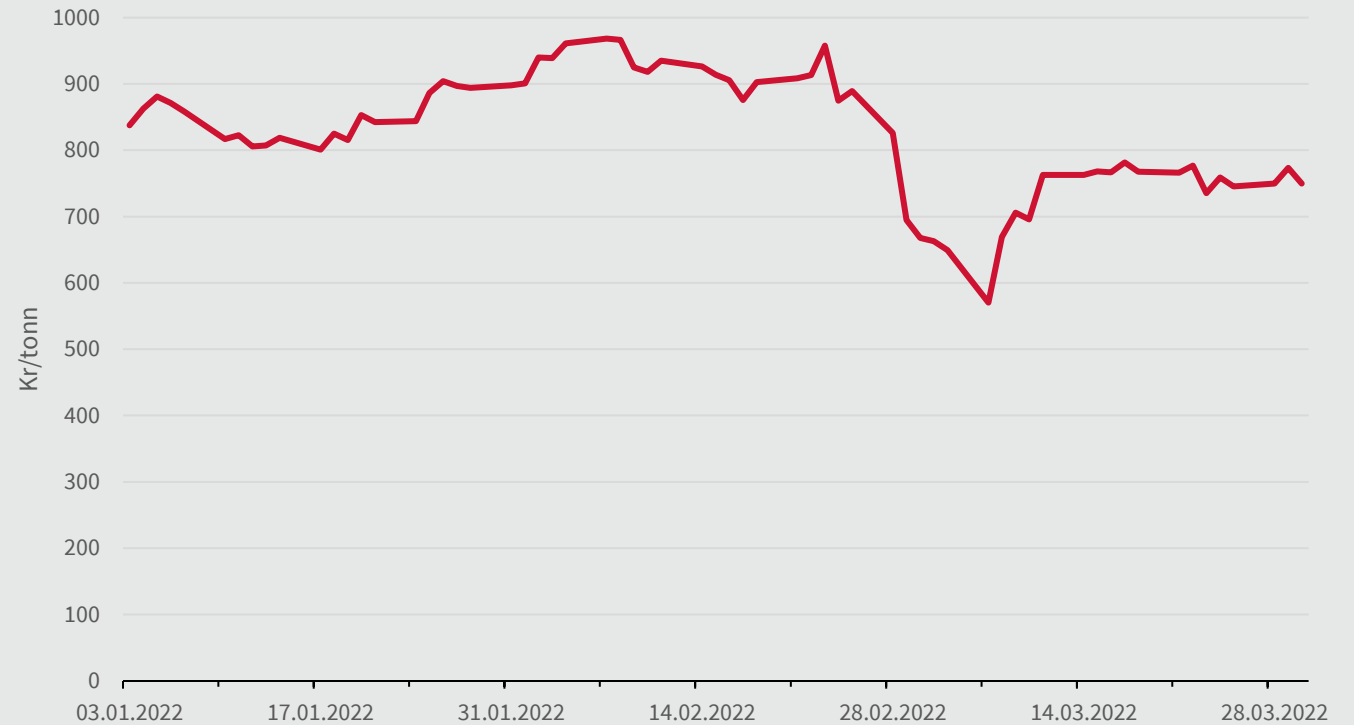




Terminkontrakter | CO₂-kvoter

Fortsatt høyt prisnivå

Ved inngangen av året lå kvoteprisen på 838 kr/tonn. Ved utgangen av første kvartal hadde var prisen redusert til 750 kr/tonn, en nedgang på ti prosent. Det meste av nedgangen skjedde i sammenheng med markedet sin reaksjon til at Russland invaderte Ukraina.



	Pris 03.01.2022	Pris 3.03.2022	Endring i kr	Endring i %
CO ₂ -kvote (kr/tonn)	838	750	-88	-10 %

Kraft | Brensel og CO₂-kvoter

Stor usikkert rundt brenselpriser

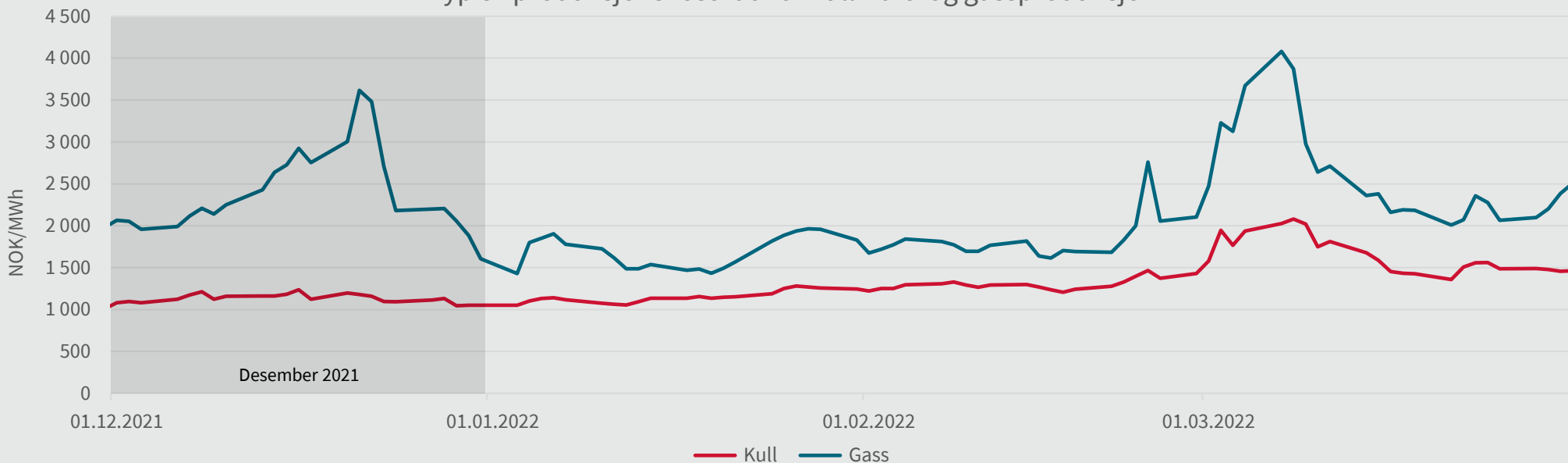
Gjennom 2021 så man en kraftig økning i gassprisen som skyldes tilgang på gass i det europeiske markedet. I store deler av Europa brukes gass til både oppvarming og kraftproduksjon. Samtidig som prisen for gass ble svært høy, fikk også gasskraft en viktigere rolle i det europeiske kraftmarkedet. Flere land har lagt ned sine kullkraftverk, og deler av denne produksjonen er blitt erstattet av gasskraft. Det vil si at gasskraft har erstattet kullkraft som den prissettende teknologien i mange av årets timer, gassprisen har derfor i dag en større innflytelse på kraftprisen, enn for noen år tilbake.

Stor usikkerhet rundt værprognosene og tilgang til gass i Europa bidro til en svært stor prisøkning gjennom desember 2021. Forventinger om en mild vinter og økt LNG-leveranse bidro til reduksjonen mot slutten av 2021. Både gass- og kullprisen holdt seg relativt stabil i starten av 2022. Økt usikkerhet grunnet Russland sin invasjonen av Ukraina og konsekvensene av dette ga store utslag på prisene for både gass, kull og CO₂-kvoteprisene. Brenselprisene opplevde en økning, mens CO₂-kvoteprisene opplevde en nedgang. Økningen i brenselpriser hang sammen

med usikkerhet rundt redusert handel med Russland. Russland er en viktig handelspartner for både olje, gass og kull globalt. Redusert handelsmulighet med Russland gir et mindre tilbud globalt. Hvis Europa skal tiltrekke seg leveranser må man overby andre aktører i markedet. Reduksjonen i CO₂-kvotepriser har blant annet bakgrunn i at man forventet mindre industriaktivitet både på grunn av dyrere råvarer og energipriser framover.

Energimarkedene opplevde stor volatilitet etter Russland sin invasjon av Ukraina. I samme periode som gassprisene økte i starten av mars, var det svært lite vindkraftproduksjon i store deler av Europa. Dette bidro til at behovet for gasskraftproduksjon økte. Fortsatt leveranse fra Russland og betydelig LNG-leveranser til Europa bidro til at brenselprisene falt i midten av mars. En annen faktor bak prisenfallet er at gassbehovet avtar når temperaturen øker. Dette har sammenheng med at i store deler av Europa brukes gass til både oppvarming og kraftproduksjon. Det er derfor om vinteren det er høyest forbruk av gass. Selv om brenselprisene hadde en nedgang i midten av mars lå prisnivået på et høyere nivå enn i starten av 2022.

Typisk produksjonskostnad for kullkraft- og gassproduksjon



* Figuren viser produksjonskostnad for kullkraft- og gasskraftproduksjon basert på løpende brensel- og CO₂-kvotepris gjennom kvartalet. Tall for produksjonskostnaden er kun en indikator. Ulike kraftverk vil ha ulike virkningsgrad og brensel- og driftskostnader. Faktisk kostnad for kraftproduksjon kan derfor variere fra kraftverkene.

Gassproduksjon:
 Brenselsfaktor: 1 (MWh/MWh gass)
 Utslippsfaktor: 0,2 (tCO₂/MWh)
 Virkningsgrad: 54 (prosent)

Kullkraft:
 Brenselsfaktor: 6,69 (MWh/tonn kull)
 Utslippsfaktor: 0,34 (tCO₂/MWh)
 Virkningsgrad: 34 (prosent)



Terminkontrakter | Kraft

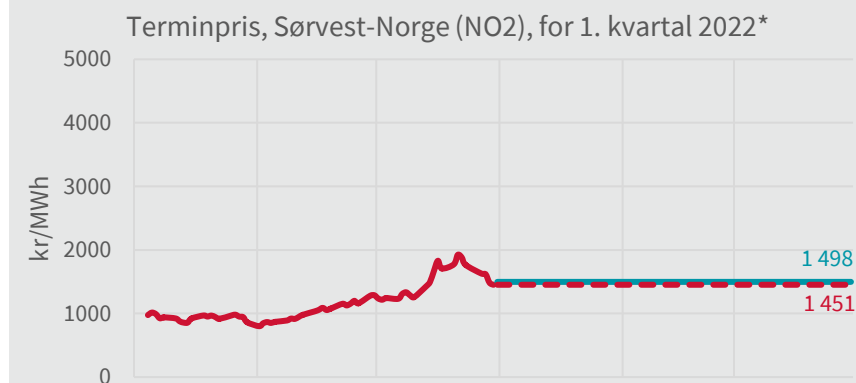
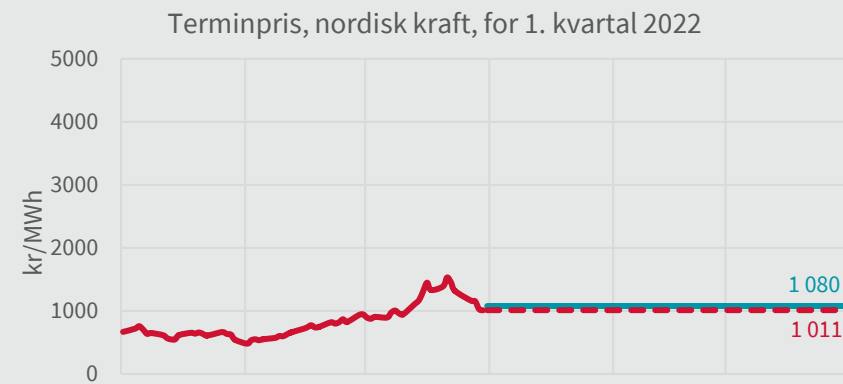
Lavere tysk kraftpris enn forventet

Prisen på en kraftkontrakt fram i tid (terminkontrakt) avspeiler markedets forventning om kraftprisen i en gitt tidsperiode i fremtiden. Figurene til høyre viser prisutviklingen (rød heltrukket) for terminkontraktene til nordisk systempris, områdepris for Sørvest-Norge (NO2) og tysk kraft for første kvartal 2022, fra starten av oktober 2021 fram til siste handelsdag ved overgangen til første kvartal 2022. Stiplet linje viser terminprisen ved siste handelsdag. Blå heltrukken linje viser gjennomsnittlig faktisk kraftpris for første kvartal 2022.

Gjennom fjerde kvartal 2021 økte prisen på nordisk kraft fra 669 kr/MWh, til 1011 kr/MWh, en økning på 54 prosent. Oppgangen hadde blant annet sammenheng med økte kraftpriser i land Norden har mellomlandsforbindelser til. Høye brenselpriser og CO₂-kvotepris bidro til å øke kraftprisen i Europa. Dette ser vi også ved at terminprisen på tysk kraft økte fra 2048 kr/MWh til 2682 kr/MWh i løpet av kvartalet. Det er en økning på 31 prosent. At kontraktene for første kvartal for de nordiske og tyske kraftprisene gikk til levering på et høyt nivå, var en indikasjon på at markedet forventet høye kraftpriser for dette kvartalet.

At markedets forventning ikke alltid slår til, er illustrert i differansen mellom terminpris ved siste handelsdag (rød stiplet) og gjennomsnittlig kraftpris (blå heltrukket). For tysk kraftpris ble faktisk pris 30 prosent lavere enn terminkontrakten ved siste handelsdag. En av årsakene til den store forskjellen mellom forventet og realisert kraftpris var prisutviklingen på gasspris gjennom fjerde kvartal. Her var det en stor oppgang i romjulen, noe som også ga en stor oppgang i terminprisen for kraft. Rett før overgangen til første kvartal ble det et skifte i forventninger om været for vinteren i Europa. I motsetning til tidligere forventninger var det nå indikatorer på at vinteren kom til å bli mild. En mild vinter gir lavere gassetterspørsel til både oppvarming og kraftproduksjon. Gassprisen påvirker tyske kraftpriser da det er denne produksjonstypen som er prissettene i mange av timene. Forventninger om mildere vært bidro derfor til både lavere gasspriser og fall i terminkontraktene for tysk kraft. Selv om det var et stort fall i forventet kraftpris mot slutten av året ble faktisk kraftpris enda lavere enn dette.

* For å finne en områdeprisen for Sørvest-Norge (NO2) har vi tatt summen av systemprisen for Norden og Price Area Differentials (EPAD) for Kristiansand. EPAD er terminkontrakt som dekker differansen mellom områdeprisen og systemprisen





Sluttbrukerpriser |

Figuren til høyre viser månedlig prisutvikling (øre/kWh) for variabelpris-, fastpris- og spotpriskontrakter de siste fem årene. Prisene i 1. kvartal fortsatte å ha geografiske forskjeller gjennom 4. kvartal 2021 var spotprisavtaler i Øst-Norge dyrere enn variabelprisavtaler. Dette endret seg i 1. kvartal 2022, da variabelprisavtaler var dyrere enn spotprisavtaler i Øst-Norge i januar og februar. Spotprisavtaler i Øst-Norge forblir dyrere enn det nasjonale gjennomsnittet for 1-årige fastpriskontrakter. Til motsetning, har spotpriskontrakter i Nord-Norge vært billigere enn det nasjonale gjennomsnittet for variabelpriskontrakter og 1-årige fastprisavtaler gjennom hele 1. kvartal.

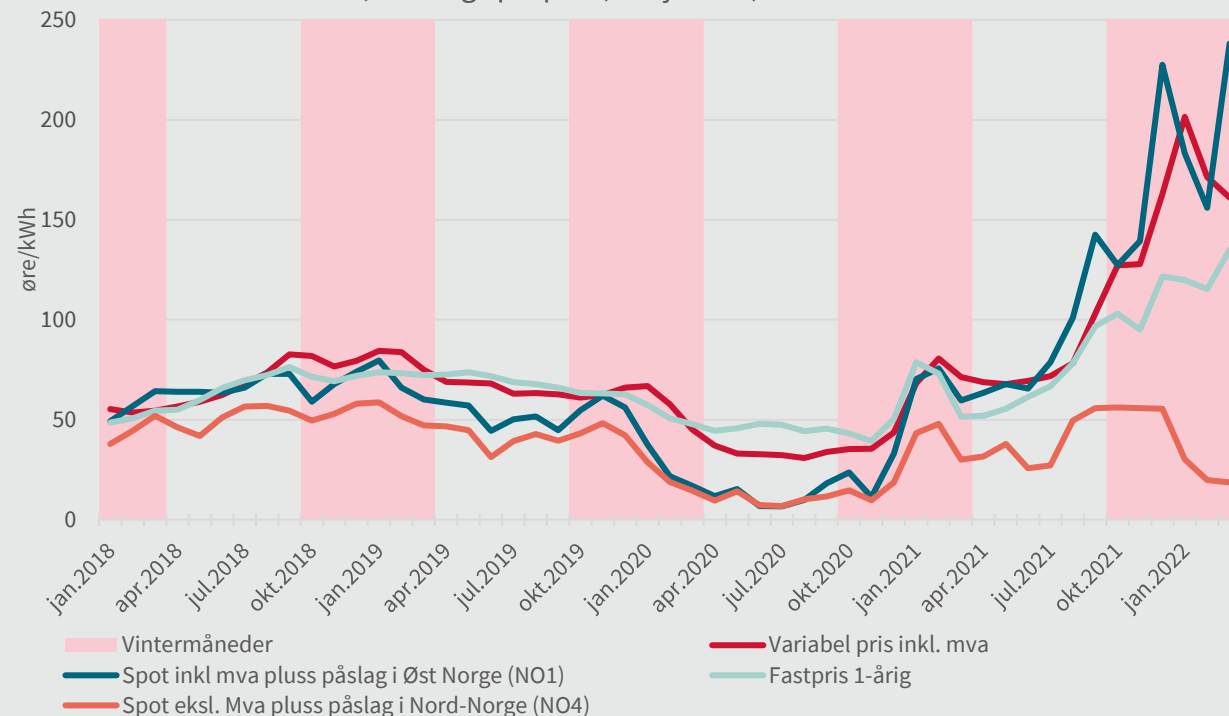
Tabellen viser gjennomsnittlig strømpris for ulike avtaletyper i husholdningsmarkedet i 1. kvartal 2022. I de tre sørlige prisområdene var gjennomsnittsprisen på spotpriskontrakter omtrent 190 øre/kWh, en økning på 18 prosent fra 4. kvartal 2021. Sammenlignet med 1. kvartal 2021 har prisen på spotpriskontrakter i de sydlige prisområdene omtrent tre-doblet seg, mens prisen sammenlignet med 1. kvartal 2020 var åtte ganger dyrere.

For de to nordligste prisområdene var spotprisen lavere, der gjennomsnittsprisen var omtrent 48 prosent lavere i 1. kvartal 2022 sammenlignet med 4. kvartal 2021. I Nord- og Midt-Norge var prisen for spotpriskontrakter omtrent 42 prosent lavere enn spotprisen i samme kvartal i 2021. Sammenlignet med 1. kvartal 2020 var spotprisen i Nord-Norge 3 øre/kWh dyrere (18 prosent), og for Midt-Norge 6 øre/kWh dyrere (25 prosent).

Selv om prisen for variabelpriskontrakter var lavere enn spotprisen i Øst-Norge i januar og februar, var gjennomsnittsprisen for variabelprisavtaler for kvartalet lavere enn spotprisen. Dette skyldes den høye spotprisen i Øst-Norge i mars. Prisen for variabelpriskontrakter var 150 prosent høyere enn 1. kvartal 2021 og 243 prosent høyere enn prisen i 1. kvartal 2020.

Prisen for 1-årige fastprisavtaler økte med 15 prosent fra 4. kvartal 2021. Økningen sammenlignet med tidligere år er betydelig høyere, med en økning på 93 prosent sammenlignet med samme kvartal 2021 og 156 prosent sammenlignet med 2020. Prisen på 3-årige fastpriskontrakter har omtrent doblet seg sammenlignet med 1. kvartal 2021 og 2020.

Variabel-, fast- og spotpris (KPI-justert) 1. kv 2018 - 1. kv. 2022



Priser på kontrakter (i øre/kWh) (Ikke KPI-justert)	1. Kvartal 2022	Endring fra 4. kvartal 2021	Endring fra 1. kvartal 2021	Endring fra 1. kvartal 2020
Spotpriskontrakt i Sørøst-Norge (NO1)	191,2	28,6	125,6	167,6
Spotpriskontrakt i Sørvest-Norge (NO2)	191,2	28,1	128,1	167,6
Spotpriskontrakt i Midt-Norge (NO3)	30,1	-27,3	-22,2	6,0
Spotpriskontrakt i Nord-Norge (NO4)	22,7	-22,3	-16,0	3,4
Spotpriskontrakt i Vest-Norge (NO5)	189,6	27,2	124,1	166,0
Variabelpriskontrakt	177,6	38,0	107,6	125,9
1-årig fastpriskontrakt	122,7	16,4	59,1	74,7
3-årig fastpriskontrakt	94,0	11,2	48,3	46,9

For å beregne prisen på spotpriskontraktene har NVE estimert et påslag på 4,4 øre/kWh inkl. moms (3,5 ekskl. moms i NO4), lagt til månedlig spotpris fra Nord Pool. Priser for variabelpriskontrakter er beregnet ved gjennomsnittsprisen av kontrakter som er tilbudt i flere enn ti nettområder. Fastpriskontraktene er gjennomsnittsprisen av tilbudte fastpriskontrakter i kvartalet.

Prisene på denne siden er inkluderer ikke tilbakebetalinger til husholdningskunder etter kompensasjonsordningen for høye strømpriser.



Sluttbrukerpriser |

Tabellen viser strømkostnad for 1. kvartal 2022 inkludert mva. for en typisk husholdningskunde med et årlig forbruk på 20 000 kWh, ekskludert nettleie. En forbruker i Øst-Norge brukte ca. 8 700 kr mer i 1. kvartal 2022 sammenlignet med samme periode 2021. Sammenlignet med 1. kvartal 2020 er differansen 11 600 kr. De geografiske forskjellene i spotprisen mellom de tre sørligste og de to nordligste prisområdene i 1. kvartal 2022, reflekteres i tabellen. For forbrukere i Nord-Norge var strømkostnaden omtrent 11 800 kr lavere enn i Øst-Norge. Tallene inkluderer ikke kompensasjon for høye strømpriser gitt i 1. kvartal.

Figuren viser hva en typisk husholdningskunde i Øst-Norge med variabelpris-, fastpris- og spotpriskontrakt betalte for strøm, avgifter og nettleie i 1. kvartal 2020, 2021 og 2022. Støtteordningen til husholdninger er inkludert. Støtten er lik for alle kontrakttyper.

Totalkostnaden, inkludert kompensasjon, for variabelpriskontrakter økte med 9 prosent i 1. kvartal 2022 sammenlignet samme kvartal 2021, og med 18 prosent sammenlignet med 1. kvartal 2020. For fastpriskontrakter var totalkostnaden for 1. kvartal 2022 lavere enn de to foregående årene, grunnet kompensasjonsordningen. Sammenlignet med samme kvartal 2021 var kostnaden 17 prosent lavere, og 33 prosent sammenlignet med samme kvartal 2020.

Tilsvarende som i 4. kvartal 2021, ga de høye prisene gjennom 1. kvartal 2022 størst utslag for kostnaden av spotprisaftaler. Endringene i sluttbrukers strømkostnad i 1. kvartal 2022 kommer i all hovedsak fra økte spotpriser og ikke fra endringer i avgifter og nettleie. Totalkostnaden for kunder med spotprisaftale var omtrent 11 000, inkludert kompensasjon, en økning på 24 prosent fra samme kvartal 2021, og 71 prosent fra 2020. Dersom vi ser på totalkostnaden for nettleie, avgifter og strøm ekskludert støtteordningen, var den på omtrent 16 600 kr for kunder med spotpriskontrakter i Øst-Norge. Dette er en differanse på omtrent 7700 kr (87 prosent) fra 1. kvartal 2021, og omtrent 10 000 (158 prosent) fra 1. kvartal 2020.

Kvartalsvis strømkostnad beregnes ved å gange estimert pris for kontraktstypen med antatt forbruk. Prisen på variabelpriskontrakter er beregnet ved gjennomsnittet av kontrakter som er tilbudt i flere enn ti nettområder.

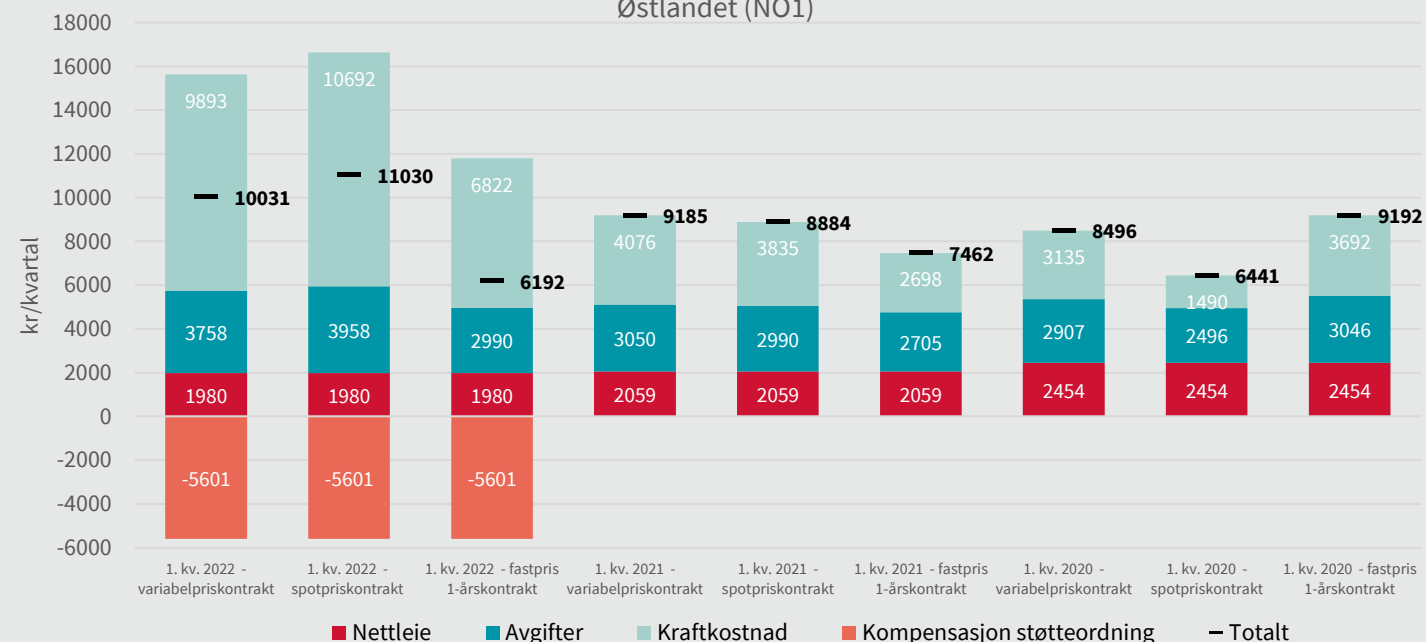
* <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/>

Kroner per kvartal. 20 000 kWh årlig forbruk	Beregnet strømkost. 1. kv. 2022	Beregnet strømkost. 1. kv. 2021	Beregnet strømkost. 1. kv. 2020	Differanse 1. kv. 2021 og 1. kv. 2020
Øst-Norge (NO1)	13366	4585	1725	8780
Sørvest-Norge (NO2)	13365	4420	1725	8945
Midt-Norge (NO3)	2145	3630	1746	-1485
Nord-Norge (NO4)	1563	2682	1395	-1118
Vest-Norge (NO5)	13248	4584	1729	8663
Variabelpris kontrakt	12367	4874	3637	7493
1-årig fastpriskontrakt inngått uke 1*	8434	4959	3977	3475
1-årig fastpriskontrakt inngått uke 40 foregående år*	7197	2891	4102	4306

* Tabellen under viser 1-årsfastpris det er tatt utgangspunkt i for å beregne pris for 1-årig fastpriskontrakt i tabellen over.

	Uke 1 2022	Uke 40 2021	Uke 1 2021	Uke 40 2020	Uke 1 2020	Uke 40 2019
Pris 1-årig fastpriskontrakt (øre/kWh)	121,3	103,5	71,3	41,6	57,2	59,0

Totalkostnad for nett- og strømtjenester 1. kvartal 2022, 2021 og 2020 Østlandet (NO1)



Kilde: Nord Pool, Forbrukerrådet, NVE