



NVE

# KRAFTSITUASJONEN

Andre kvartal 2021





# Oppsummering av andre kvartal 2021

Kraftsituasjonen i andre kvartal har vært preget av høy kraftproduksjon, mye eksport og et prisskille mellom de norske prisområdene. Ved inngangen til andre kvartal var magasinfyllingen i Norge på 45,9 prosent, noe som er godt over medianen for denne tiden av året. I påvente av snøsmeltinga falt magasinfyllingen imidlertid ned mot medianen.<sup>1</sup> Gjennom snøsmeltinga fylte magasinene seg opp, men etter en varm juni med avtagende tilsig og høy eksport, endte fyllingsgraden for Norge noe under normalen. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen på 65,9 prosent, 2 prosent under normalen. I motsetning til i de andre prisområdene, lå fyllingsgraden i Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) over medianen ved utgangen av kvartalet. Spesielt hadde Nord-Norge en høy fyllingsgrad. Det skyldes blant annet at de har hatt mer nedbør enn normalt, samt at forbruket har vært lavere i andre kvartal enn i de foregående årene. I tillegg har begrensinger i eksportkapasitet ført til lavere produksjon enn hva som kunne vært forventet ved full eksportkapasitet.

Temperaturene i april og mai var noe lavere enn normalt, mens juni ble en av de varmeste juni månedene som er registrert. Totalt for kvartalet ble det norske forbruket på 31,4 TWh.<sup>2</sup> Dette er 4 prosent høyere enn forbruket i samme kvartal i fjor, og er det høyeste forbruket registrert i andre kvartal. Forbruket har økt både i kraftkrevende industri og i alminnelig forsyning. De lave temperaturene i starten av kvartalet kan bidra til å forklare økningen i forbruk i alminnelig forsyning. Trolig kan også lettelser i koronarelaterte restriksjoner bidra til å forklare forbruksutviklingen. SSB rapporterte i juli at forbruket innen kraftkrevende industri aldri har vært høyere i andre kvartal. Om dette skyldes økt forbruk i eksisterende anlegg eller etablering av ny aktivitet er usikkert.

Det ble produsert 35,9 TWh kraft i løpet av andre kvartal i Norge. Det er 2 prosent mer enn i samme periode i fjor og nesten 11 prosent mer enn gjennomsnittet for de siste 5 årene. Den høye produksjon har blant annet sammenheng med den sterke hydrologiske situasjonen ved inngangen av kvartalet og høy eksport av kraft store deler av kvartalet. Norge hadde en nettoeksport på 4,5 TWh, og kun i 3 år tidligere har nettoeksporten vært høyere i andre kvartal.

Det ble produsert 2,06 TWh vindkraft i Norge, noe som er 25 prosent mer enn samme kvartal i 2020. En viktig årsak til økningen er at det har blitt satt i drift flere nye vindkraftverk i løpet av det siste året. For andre kvartal utgjorde vindkraftproduksjon ca. 5,7 prosent av total kraftproduksjon.

De norske kraftprisene var i stor grad todelt gjennom første halvdel av kvartalet. De sørlige prisområdene (NO1, NO2, NO5) hadde langt høyere kraftpris enn Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4). Redusert utvekslingskapasitet mellom prisområder i Norden har bidratt til dette. Spesielt

Nord-Norge hadde tidvis lav eksportkapasitet. Sammen med en sterk ressursituasjon bidro dette til at prisområdet hadde den laveste kraftprisen i Norden. I slutten av kvartalet så vi en ytterligere oppdeling av kraftprisen mellom prisområdene i Norge. Begrensinger i overføringskapasiteten fra Sørvest-Norge til Øst- og Vest-Norge bidro til at de to sist nevnte prisområdene (NO1 og NO5) hadde noe lavere kraftpris enn Sørvest-Norge. Begrensingene i utvekslingskapasitet har hovedsakelig sammenheng med planlagt vedlikehold i nettet, noe som ikke er uvanlig for denne tiden av året.

Gjennomsnittlig hadde Øst- og Vest-Norge (NO1 og NO5) en kraftpris på ca. 47 øre/kWh, mens Sørvest-Norge (NO2) hadde noe høyere kraftpris på 49 øre/kWh. For de sørlige prisområde er dette den høyeste kraftprisen for andre kvartal noen gang og dobbelt så høy som gjennomsnittet for andre kvartal for perioden 2010-2019.<sup>3</sup> Nord-Norge den laveste kraftprisen i Norden på 27 øre/kWh. Dette er om lag på samme nivå som gjennomsnittlig områdepris i andre kvartal for perioden 2010-2019. Midt-Norge hadde en kraftpris på 33 øre/kWh, som er 23 prosent høyere enn gjennomsnittet for perioden 2010-2019.

Årsaken til de høye kraftprisene er sammensatt. Økte kostnader for fossil kraftproduksjon har gitt høye kraftpriser i Europa. Det skyldes at prisene både på brensel og CO<sub>2</sub>-utslipp har økt gjennom kvartalet. Norge og Norden er tett knyttet til det europeiske kraftmarkedet og kraftprisene der påvirker derfor de norske kraftprisene. Økningen i kullprisen skyldes flere forhold. Høyt forbruk av kull i Kina og en presset leveringskjede kan bidra til å forklare økningen. En viktig årsak til økte kvotepriser gjennom 2021 er markedet sine forventninger til effekten av nye klimamål i EU. I april vedtok blant annet EU en ny klimalov og oppjustert klimamål for 2030 om netto utslippskutt på minst 55 prosent sammenlignet med utslippene i 1990. Dette er en oppjustering fra tidligere vedtatt 40 prosent.

Den høye kraftprisen bidro til at kostnadene for samtlige strømvtales for husholdningsmarkedet økte sammenlignet med 2020. Siden 2020 var et år med lave kraftpriser har vi valgt å sammenligne med 2019. For en gjennomsnittlig husholdningskunde på Østlandet med spotprisavtale var strømkostnadene for andre kvartal ca. 2 573 kroner. Sammenlignet med andre kvartal 2019 er dette 537 kroner mer. For en gjennomsnittlig husholdningskunde i Nord-Norge var kostnaden 1 270 kroner, som er 305 kroner mindre enn i 2019.<sup>3</sup>

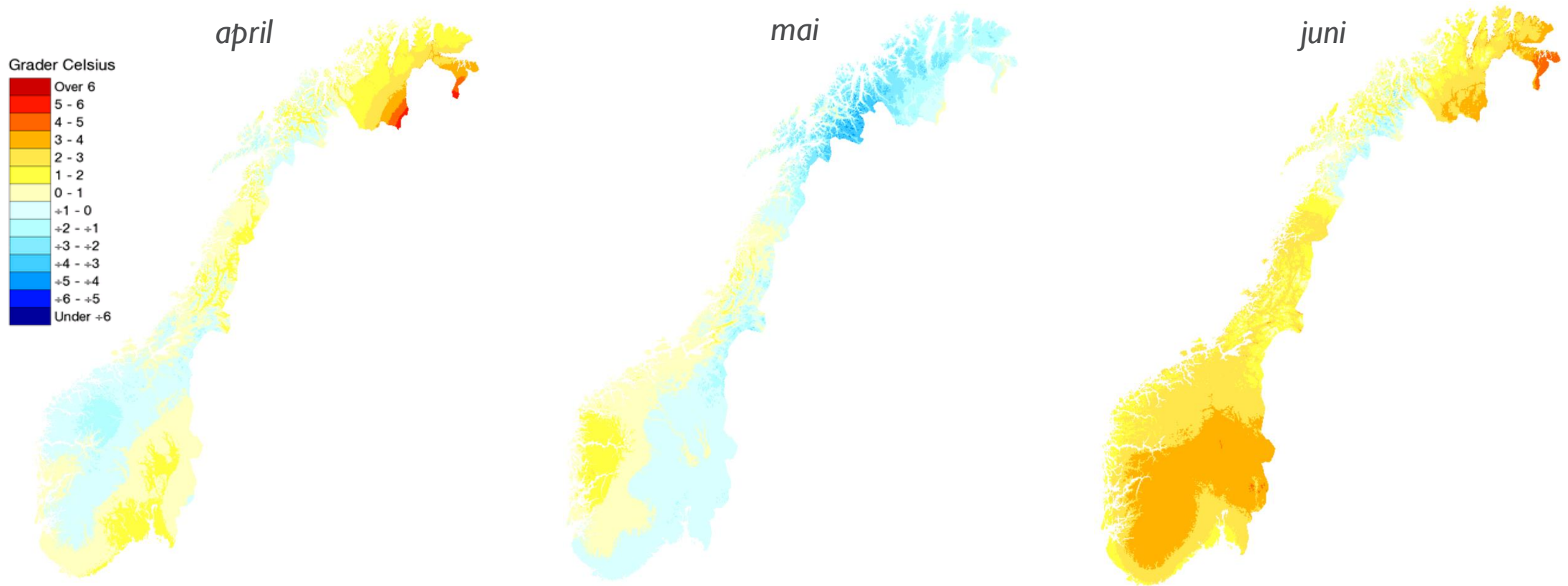
<sup>1</sup> Historisk maksimum og minimum er beregnet ut fra de siste 20 årene om ikke annet er nevnt

<sup>2</sup> Norske produksjons- og forbrukstall er statistikk fra SBB.

<sup>3</sup> Kraftprisen er eksklusiv nettleie og forbruksavgift, men inkl. mva

# Vær og hydrologi | Temperatur

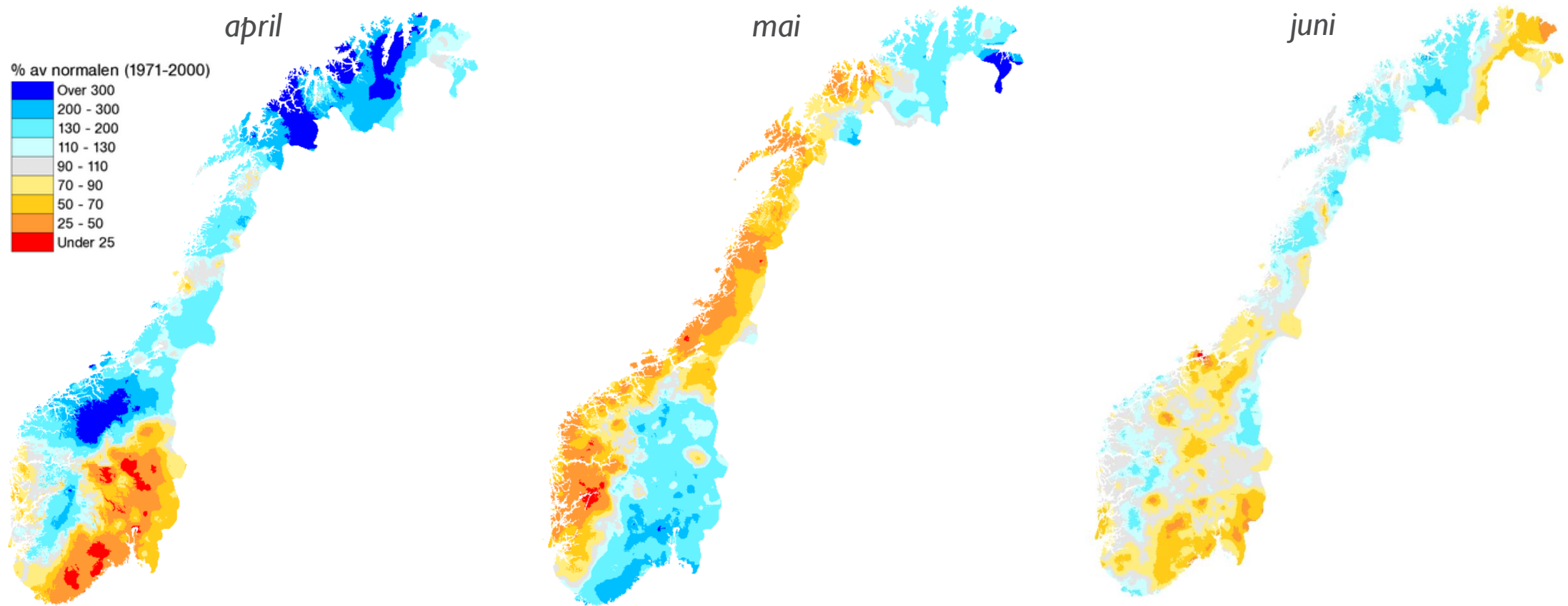
To nokså normale vårmåneder ble avløst av en varm juni



Kartene viser avvik fra midlere månedstemperatur (1971-2000) målt i grader celsius for april, mai og juni 2021. I april var månedsmiddeltemperaturen for hele landet 0,8 grader under normalen. Relativt kaldest var fjellområdene i Sør-Norge med temperaturer på rundt 3 grader under normalen, mens det i Troms og Finnmark var 0,5-3 grader over normalen. I mai var månedsmiddeltemperaturen for landet 0,3 grader under normalen. Relativt kaldest var det i Troms og Finnmark med temperaturer rundt 2 grader under normalen. I juni var månedsmiddeltemperaturen for hele landet 2,3 grader over normalen. Relativt mildest var det i Øst-Finnmark med temperaturer på 3-4 grader over normalen. Dette gjør juni 2021 til den femte varmeste siden målingene startet.

# Vær og hydrologi | Nedbør

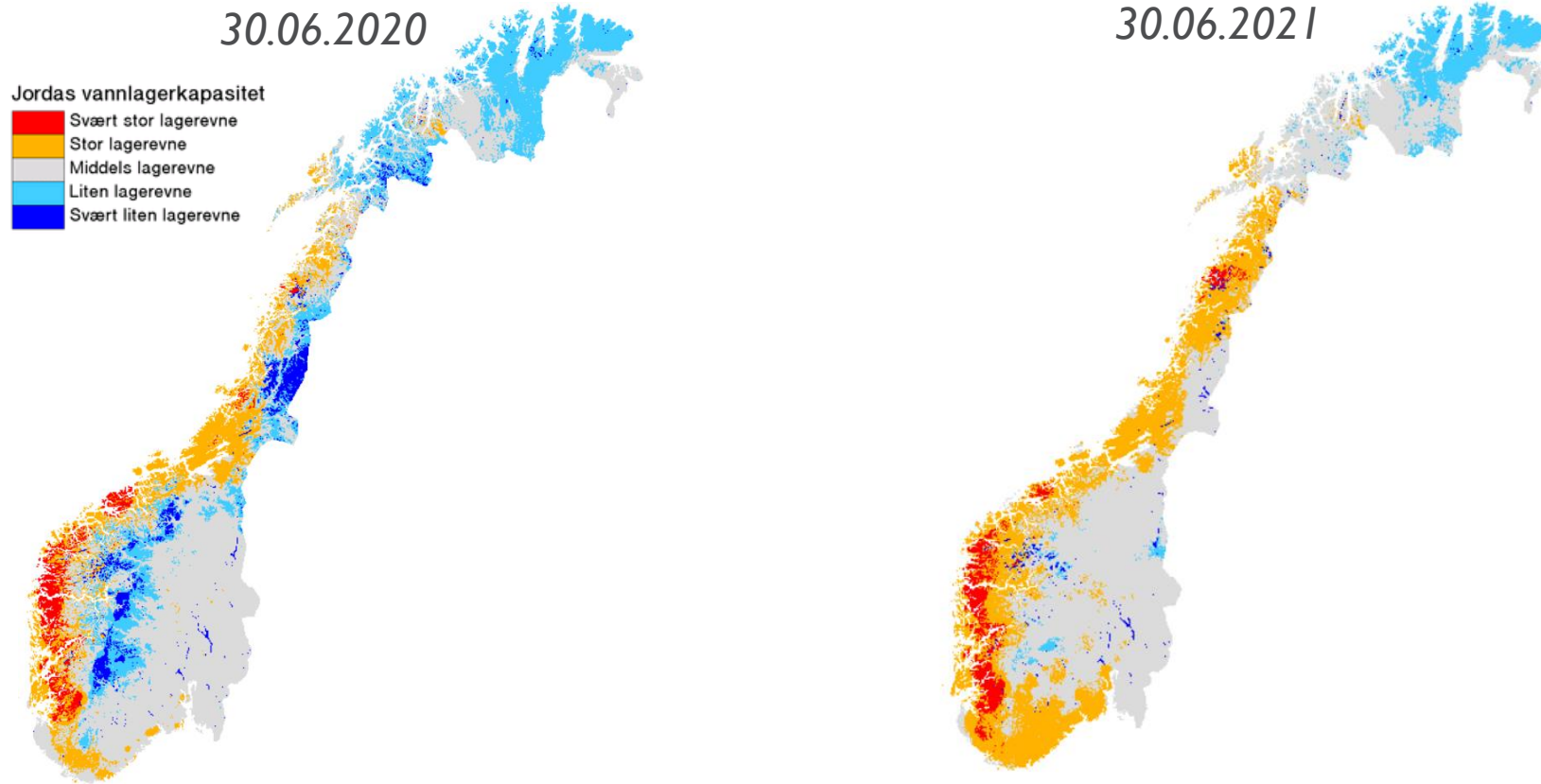
Ujevn fordeling av nedbørmengder i løpet av kvartalet, men totalt sett nokså normalt



Kartene viser avvik fra midlere månedsnedbør (1971-2000) målt i prosent for april, mai og juni 2021. I april var månedsnedbøren 10 prosent mer enn normalen for hele landet. Normalt ganske nedbørfattige områder i indre strøk av Møre og Romsdal og Troms og Finnmark fikk imidlertid opp mot 300 prosent av normalt. I sørøst var det tørt. I enkelte områder i Agder og Innlandet kom det ned mot 6 prosent av normal nedbør. I mai var månedsnedbøren 85 prosent av normalen for hele landet. Relativt sett var det tørrest i indre strøk av Vestland fylke med 75-90 prosent mindre nedbør enn normalt. I juni var månedsnedbøren 90 prosent av normalen. Ved flere met-stasjoner i Sør-Norge kom det 50 – 70 prosent under det normale, mens det var våtest i indre strøk av Vestlandet og i Nord-Norge, bortsett fra Øst-Finnmark

# Vær og hydrologi | Mark- og grunnvann

## Større lagerevne enn i fjor



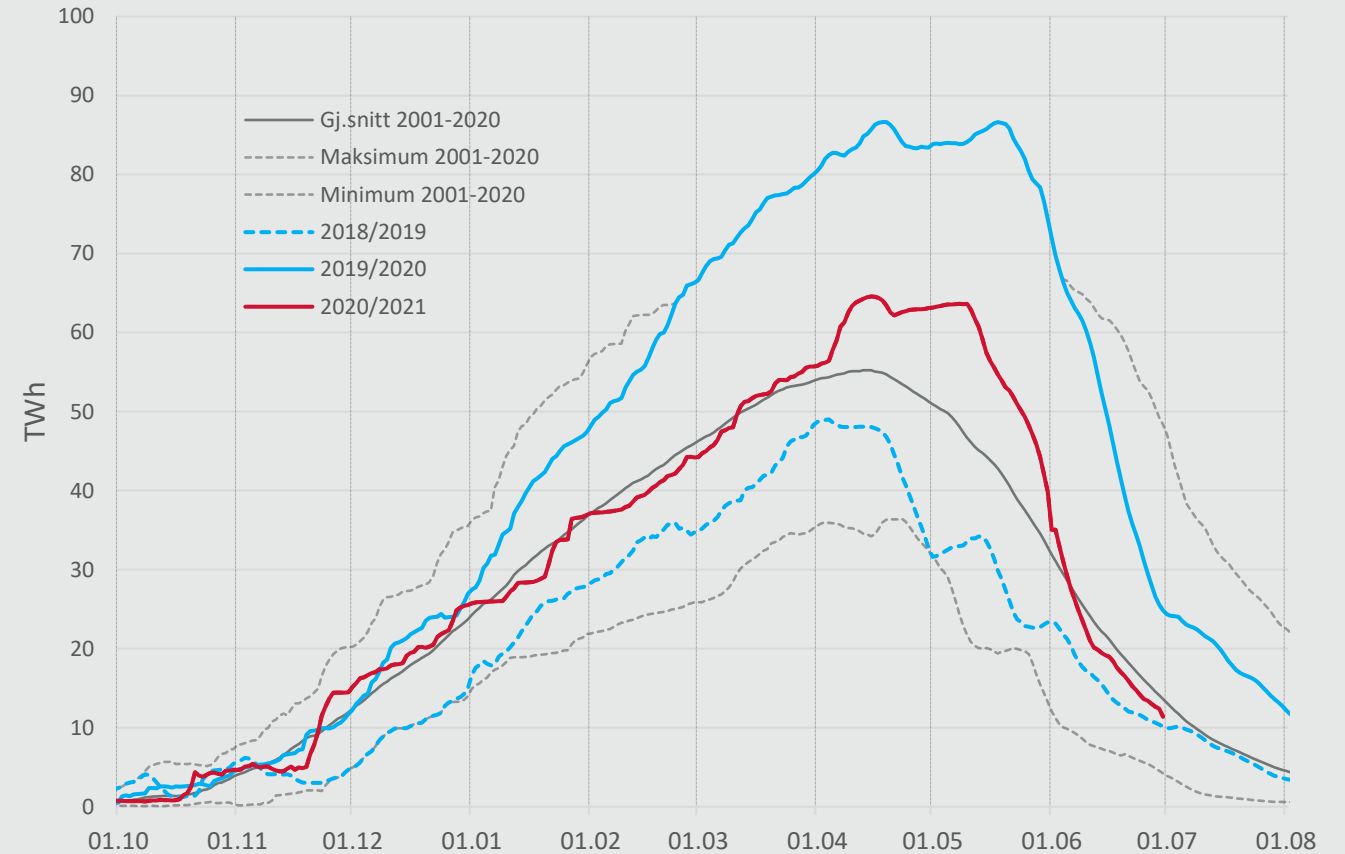
Kartene viser lagerevne i mark- og grunnvannssonene i forhold til total metning for 30. juni 2020 og 2021. Mindre lagerevne betyr mer mark- og grunnvann. Fargene i kartene er basert på simuleringer. Ved utgangen av juni 2021 viser kartene at det var betydelig tørrere i bakken enn året før i store deler av Sør-Norges fjellområder, samt i store deler av Nord-Norge. Mark- og grunnvannsbeholdningen var lavest i uke 18, da den var beregnet til å ha et avvik på  $-4,09$  TWh relativt til normalen. Gjennom snøsmeltingen økte den etter hvert til normalen.

# Vær og hydrologi | Snø

## Snøens energiinnhold

Figuren viser utviklingen i snøens energiinnhold. Ved inngangen av andre kvartal var snøens energiinnhold 56 TWh, noe som er rett over gjennomsnittet de siste 20 årene. Ved utgangen av kvartalet utgjorde snøens energiinnhold 12 TWh. Dette er ca. 1 TWh mindre enn normalt.

### Snøens energiinnhold Norge 2020 - 2021 TWh



NVE har vinteren 2021 mottatt flere forespørsler om avvik mellom NVE sitt estimat for snømengde og estimat fra andre analysemiljø. Dette har vi kommentert i Kraftsituasjonsrapporten for uke 16, se <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/kraftsituasjonsrapporter/>.



# Vær og hydrologi | Nedbør & tilsig

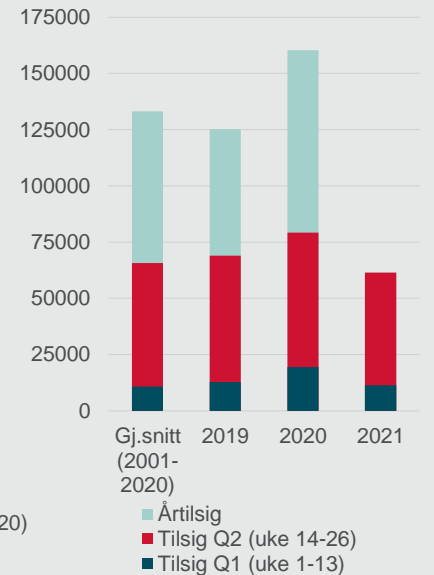
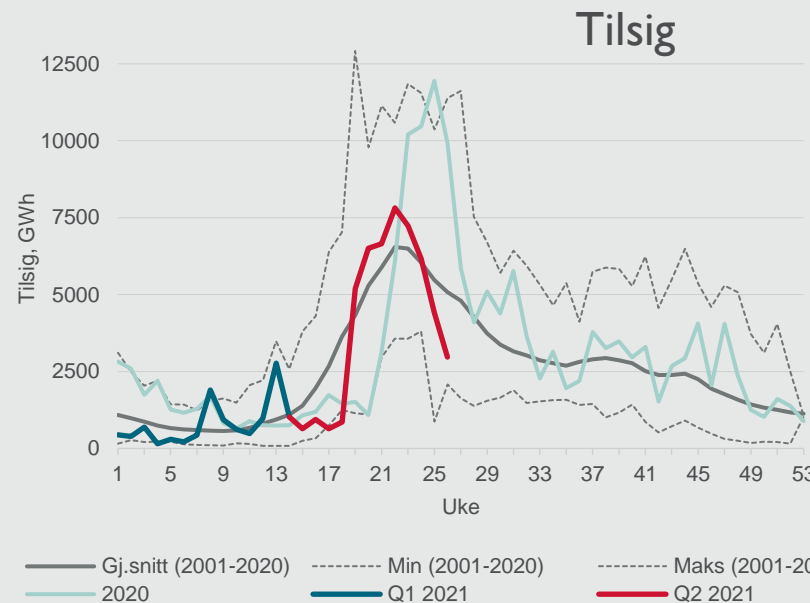
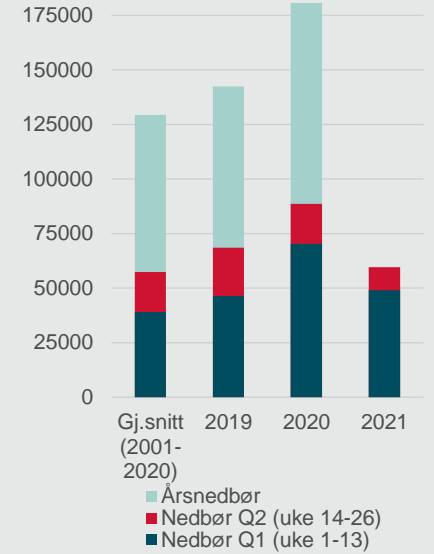
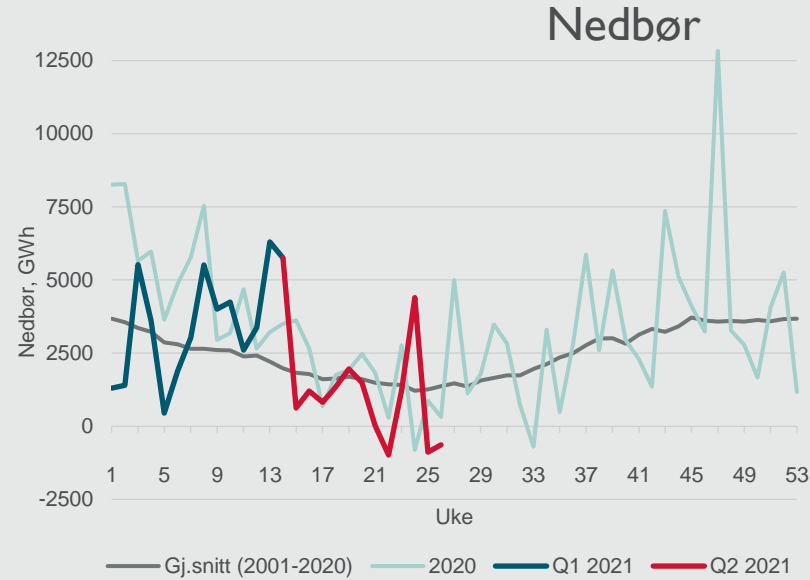
## Mindre nedbør og tilsig enn normalen

Den estimerte nedbørsenergien var på 16,3 TWh i andre kvartal. Dette er 4,0 TWh, eller 20 prosent, lavere enn gjennomsnittet for kvartalet. I figuren til høyre kan vi lese av at det var et relativt beskjedent nedbør gjennom kvartalet, med unntak av et par nedbørsrike uker. Ved noen uker var nedbøren godt under normalen og til og med negativ. Negative verdier betyr at fordamping var høyere enn nedbør.

I andre kvartal var det totale tilsiget til norske vannmagasiner på 50,9 TWh. Dette var omtrent 5 TWh lavere enn gjennomsnittet for kvartalet. Nedre figur viser at det var relativt lite tilsig i starten av kvartalet. Det ble satt ny bunnrekord for uke 17 og 18. Deretter startet snøsmeltinga etterfulgt av tilstrømming av smeltevann til magasinene. Mot slutten av den varme junien, falt tilsiget raskt under normalen. Dette skyldes blant annet lite nedbør.

Det er noe usikkerhet rundt mengden snø som var estimert ved starten av snøsmeltingen. NVE erfarer at andre analysemiljø estimere lavere snømengder enn NVE sine tall. Se forrige side for lenke til utdypende kommentar rundt estimat for snømengde.

| TWh    | Q2 2021<br>(uke 14-26) | Q2<br>gjennomsnitt<br>(2001-2020) | Differanse fra<br>gjennomsnitt |
|--------|------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| Nedbør | 16,3                   | 20,3                              | -4,0                           |
| Tilsig | 50,9                   | 55,9                              | -5,0                           |





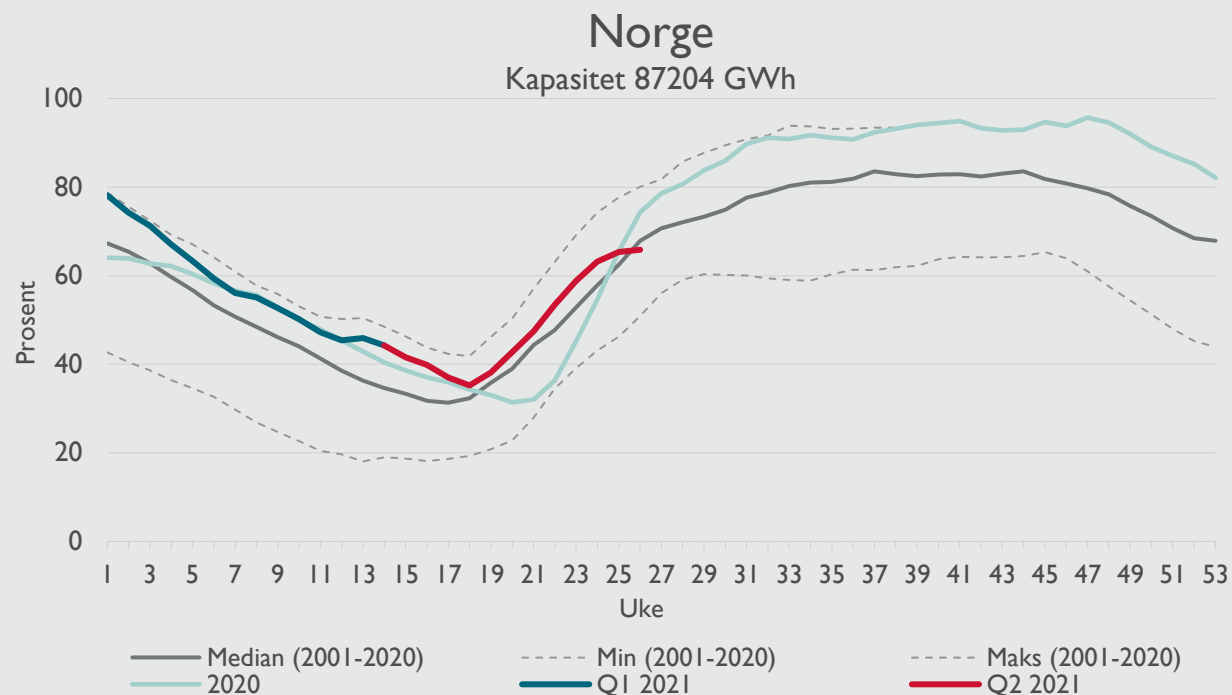
## Vær og hydrologi | Magasinfylling

### Fyllingsgraden endte under medianen

Ved inngangen til andre kvartal var fyllingsgraden på 45,9 prosent i magasinene i Norge. Noe som er relativt høyt for årstiden sammenlignet med medianen. I påvente av snøsmeltinga falt magasinfyllingen imidlertid ned mot normalnivået. Gjennom snøsmeltinga i mai og juni fylte magasinene seg opp, stadig med en fyllingsgrad i overkant av normalnivået.

Mot slutten av kvartalet avtok oppfyllingen og fyllingsgraden endte like under medianen på 65,9 prosent ved utgangen av kvartalet. Dette skyldes flere forhold. Én viktig årsak er det relativt lave tilsiget som ble beskrevet på forrige side. En annen årsak er at det har vært attraktivt for vannkraftprodusentene å produsere på grunn av de høye kraftprisene som har vært.

I motsetning til i de andre prisområdene, ligger fyllingsgraden i Nord-Norge (NO4) høyt over medianen ved utgangen av kvartalet. Det sees i tabellen og på neste side. Det skyldes blant annet at de har hatt mer nedbør enn normalt gjennom kvartalet. I tillegg har begrensinger i eksportkapasitet ført til lavere produksjon enn hva som kunne vært forventet ved full eksportkapasitet.



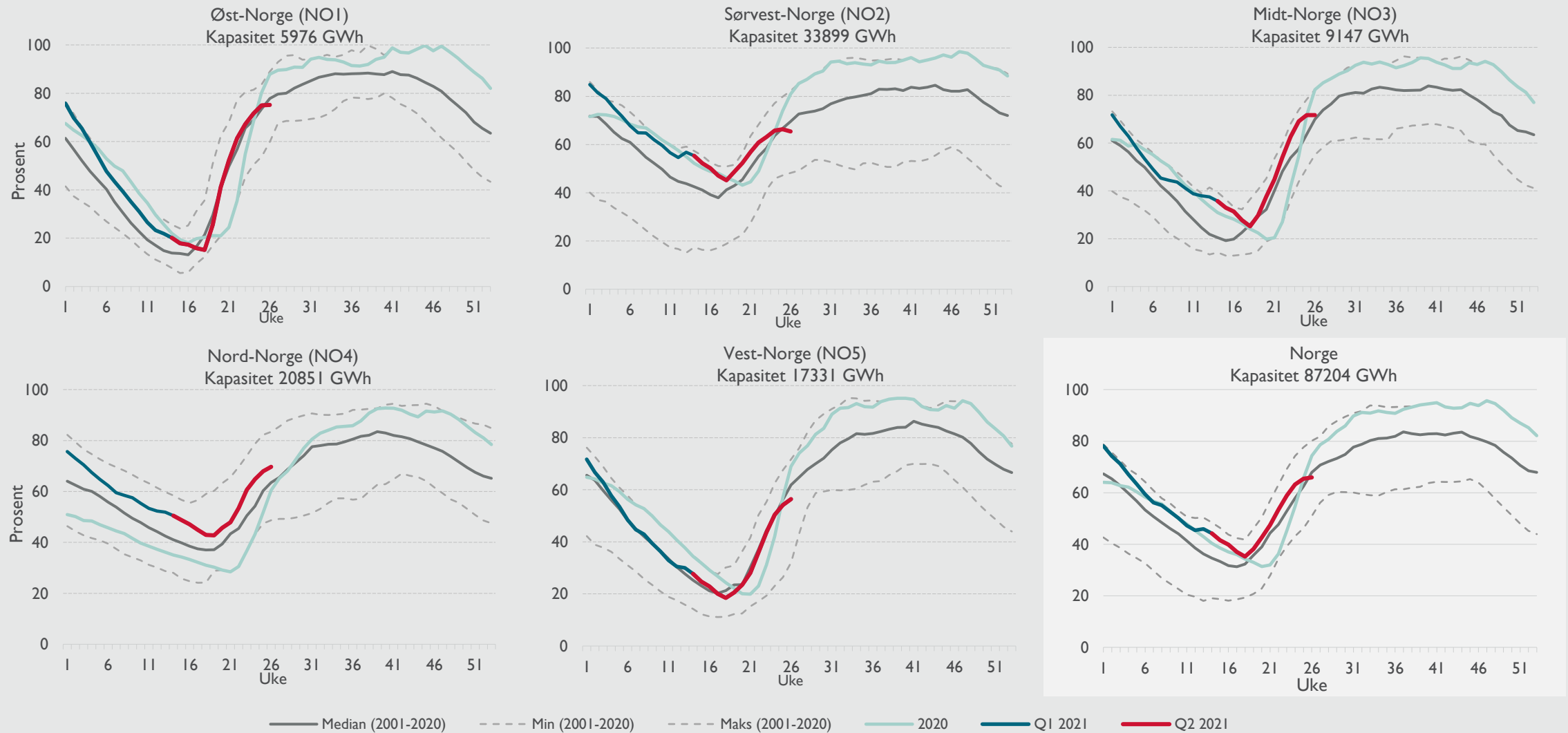
| Magasinfylling, i prosent* | Utgang Q2 2021 | Utgang Q2 2020 | Median Utgang Q2 (2001-2020) | Differanse fra 2020 | Differanse fra median |
|----------------------------|----------------|----------------|------------------------------|---------------------|-----------------------|
| Norge                      | 66,0           | 74,3           | 67,9                         | -8,3                | -2,0                  |
| NO1                        | 75,2           | 87,9           | 77,8                         | -12,7               | -2,7                  |
| NO2                        | 65,3           | 80,9           | 69,6                         | -15,6               | -4,2                  |
| NO3                        | 71,6           | 82,4           | 70,0                         | -10,8               | 1,7                   |
| NO4                        | 70,3           | 60,4           | 63,6                         | 9,9                 | 6,2                   |
| NO5                        | 56,7           | 69,0           | 61,9                         | -12,3               | -5,5                  |

\* Verdiene for utgangen av uke 26



# Vær og hydrologi | Magasinfyllingen i Norge

## Geografiske forskjeller ved slutten av kvartalet



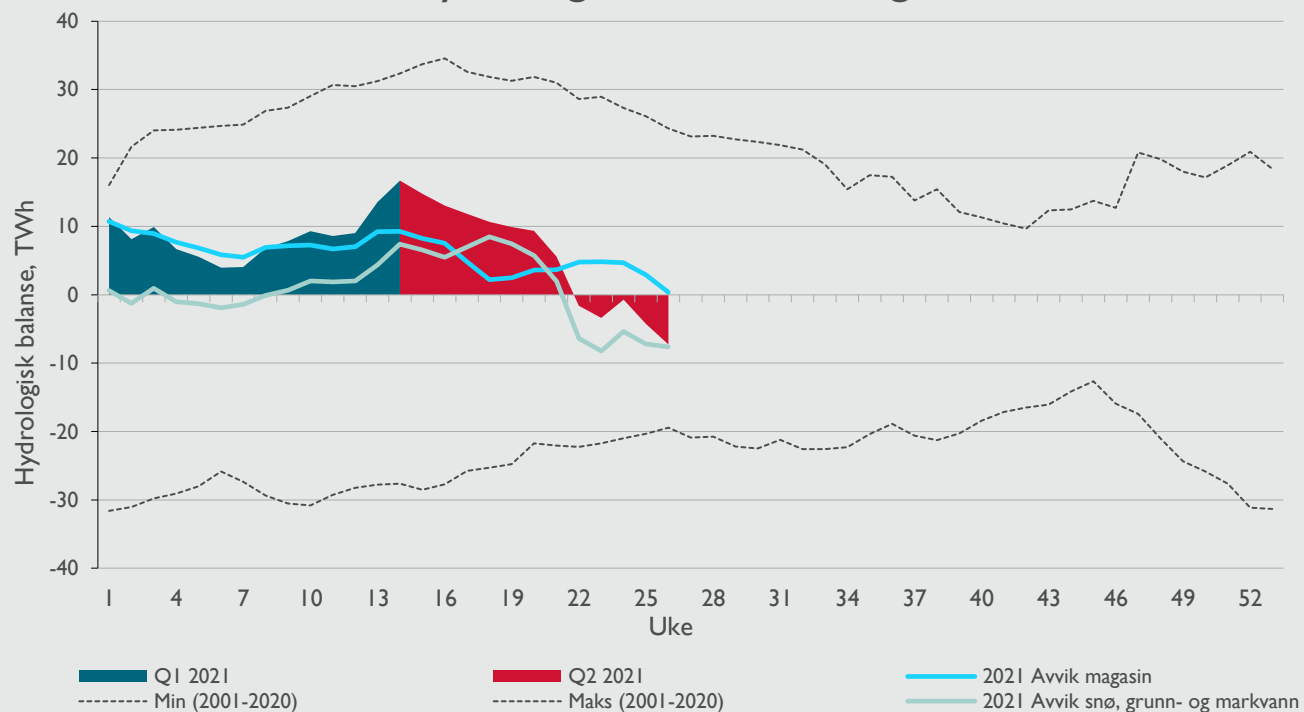
# Vær og hydrologi | Hydrologisk balanse

## Fra overskudd til underskudd

Ved å sette sammen den estimerte energimengden i snø, mark- og grunnvann og magasin-fylling kan man anslå hvor mye energi det er i vannet sammenliknet med normalt. Dette heter den hydrologiske balansen. Den hydrologiske balansen i Norge gjennom andre kvartal gikk fra positivt til negativt. Det vil si at den estimerte energimengden i snø, mark- og grunnvann og magasin-fylling ved utgangen av kvartalet var lavere enn normalt.

Ved inngangen av kvartalet var det et hydrologisk overskudd på 13,6 TWh. Gjennom kvartalet sank den med nesten 21 TWh til et hydrologisk underskudd på -7,3 TWh. En jevn nedgang i magasinavviket er en viktig forklaring. I uke 18, like ved starten av snøsmeltingen, var mark- og grunnvannbeholdningen lavere enn normalen. Gjennom snøsmeltingen normaliserte denne seg igjen, mens snøbeholdningen gikk fra et positivt til et negativt avvik fra normalen, noe som resulterte i en brå nedgang i den hydrologiske balansen.

### Hydrologisk balanse Norge



| TWh                           | Inngang Q2 2021* | Utgang Q2 2021* |
|-------------------------------|------------------|-----------------|
| Avvik magasin                 | 9,2              | 0,38            |
| Avvik snø, grunn- og markvatn | 4,3              | -7,7            |
| Hydrologisk balanse           | 13,6             | -7,3            |

\* Verdiene er ved utgangen uke 13 og ved utgangen av uke 26



# Kraft | Produksjon og forbruk

## Produksjons- og forbruksrekorder

Det ble produsert 35,9 TWh i Norge i løpet av andre kvartal, noe som er rekordhøyt for kvartalet. Det er 2 prosent mer enn i samme periode i fjor og nesten 11 prosent mer enn gjennomsnittet for de siste 5 årene. Kraftforbruket i Norge for andre kvartal var 31,4 TWh, noe som er 4 prosent mer enn det rekordhøye forbruket som ble registrert for andre kvartal i fjor. Merk at forbruket og produksjon var rekordhøyt sammenlignet med tilsvarende kvartal, ikke sammenlignet med første, tredje eller fjerde kvartal.

Figurene til høyre viser at det ble satt flere dagsrekorder for både forbruk og produksjon sammenlignet med samme kvartal tidligere år. Stor variasjon i produksjonsvolumet mellom ulike dager sammenfaller ofte med perioder hvor kraftprisen på kontinentet er lav grunnet høy vind- og solkraftproduksjon. Disse dagene regulerer norske produsenter ned sin produksjon og en større del av det norske forbruket blir dekket av import.

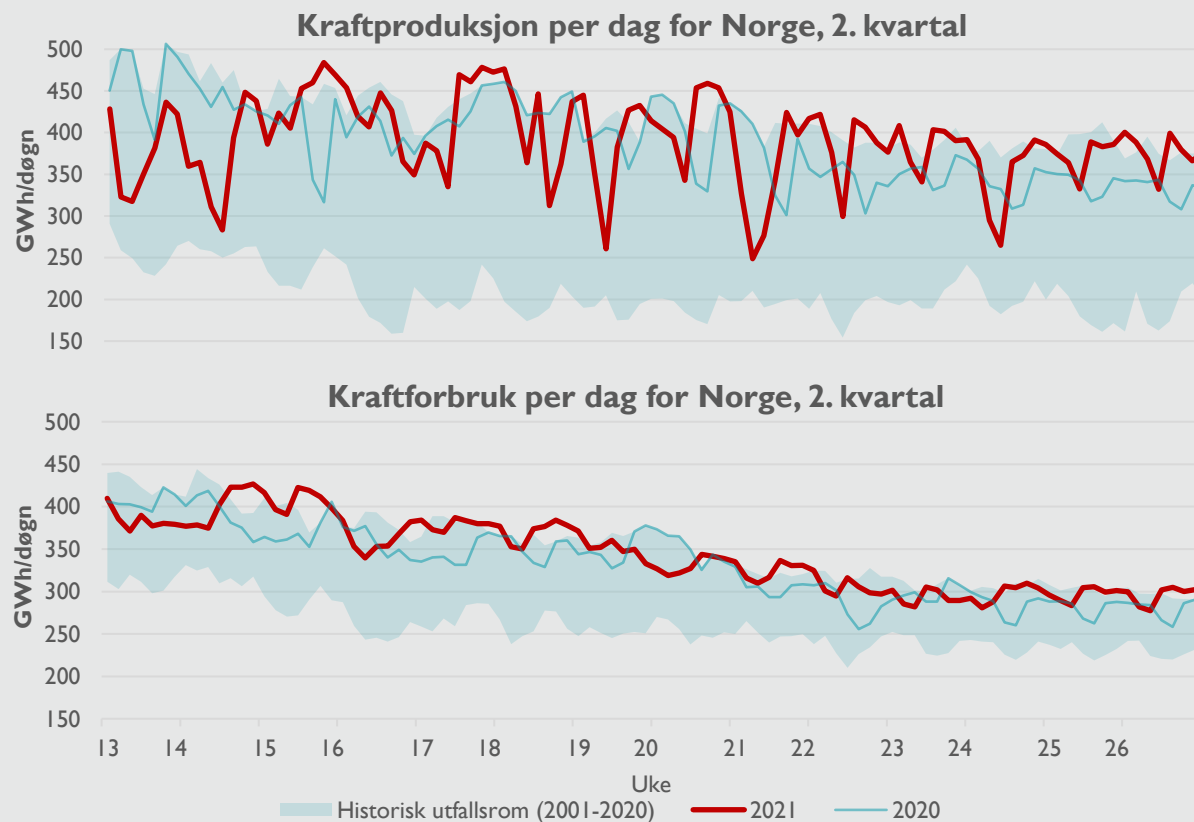
I Nord-Norge (NO4) var kraftproduksjonen for andre kvartal høyere enn samme kvartal i de tre foregående årene. Samtidig var kraftforbruket på sitt laveste siden 2015. Det resulterte i den nest høyeste nettoeksporten fra Nord-Norge for kvartalet, kun slått i 2017.

Produksjonen i Midt-Norge (NO3) andre kvartal gikk ned i år i forhold til fjorårets rekordhøye produksjon, men var høyere enn samme kvartal i alle tidligere år.

For Sørvest-Norge (NO2) ble både produksjonen og forbruket rekordhøyt for andre kvartal.

| Område | Produksjon (TWh) |         |         |           | Forbruk (TWh) |         |         |           | Balance (TWh) |
|--------|------------------|---------|---------|-----------|---------------|---------|---------|-----------|---------------|
|        | Q2 2021          | Q2 2020 | Endring | Endring % | Q2 2021       | Q2 2020 | Endring | Endring % | Q2 2021       |
| Norge  | 35,9             | 35,3    | 0,6     | 2 %       | 31,4          | 30,2    | 1,2     | 4 %       | +4,5          |
| NO1    | 4,9              | 4,7     | 0,2     | 4 %       | 7,5           | 7,2     | 0,3     | 4 %       | -2,6          |
| NO2    | 13,2             | 12,0    | 1,2     | 10 %      | 9,0           | 8,3     | 0,6     | 8 %       | +4,2          |
| NO3    | 5,4              | 6,2     | -0,8    | -12 %     | 6,5           | 6,3     | 0,2     | 3 %       | -1,1          |
| NO4    | 5,6              | 4,9     | 0,7     | 14 %      | 4,2           | 4,4     | -0,2    | -4 %      | +1,4          |
| NO5    | 6,5              | 7,1     | -0,6    | -8 %      | 3,9           | 3,5     | 0,3     | 9 %       | +2,6          |

\* Produksjon og forbruk for Norge totalt er statistikk fra SSB. Tall for hvert prisområde er foreløpige tall fra Syspower. Sum av alle prisområdene kan derfor avvike fra total for Norge i tabellen.





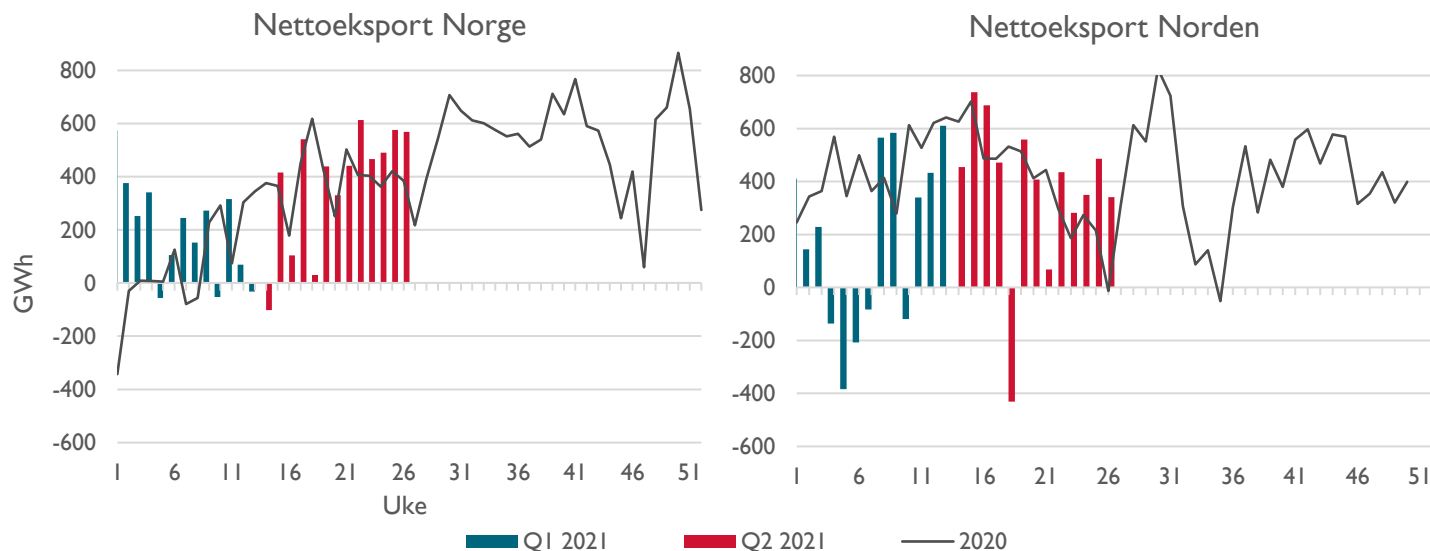
# Kraft | Produksjon og forbruk

## Mye eksport fra Norge og Norden

I andre kvartal hadde Norge et netto kraftoverskudd på 4,5 TWh. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i 2020 er dette en liten nedgang, men er likevel den fjerde høyeste nettoeksporten for kvartalet siden år 2000. Det var spesielt i juni det var høy norsk nettoeksport.

Det ble produsert 95,5 TWh med kraft i Norden i andre kvartal, som er fem prosent mer enn i 2020. Forbruket gikk også opp og kan delvis forklares med relativt lave temperaturer i april og mai, I år må forbruksendringen også sees i sammenheng med lettelser i koronarelaterte restriksjoner.

I likhet med Norge, hadde Norden et kraftoverskudd i alle ukene igjennom kvartalet, med unntak av én uke. Det er hovedsakelig Norge og Sverige som bidro til dette. Både Danmark og Finland importerte mer enn de eksporterte gjennom andre kvartal. Den nordiske nettoeksporten av kraft var 5,5 TWh i andre kvartal.



| Produksjon (TWh) | Q2 2021 | Q2 2020 | Endring | Endring % |
|------------------|---------|---------|---------|-----------|
| Norge            | 35,9    | 35,3    | 0,6     | 2 %       |
| Sverige          | 38,0    | 35,6    | 2,3     | 6 %       |
| Danmark          | 6,8     | 5,7     | 1,1     | 19 %      |
| Finland          | 14,8    | 14,7    | 0,1     | 1 %       |
| Sum Norden       | 95,5    | 91,4    | 4,1     | 5 %       |

| Forbruk (TWh) | Q2 2021 | Q2 2020 | Endring | Endring % |
|---------------|---------|---------|---------|-----------|
| Norge         | 31,4    | 30,2    | 1,2     | 4 %       |
| Sverige       | 31,2    | 29,9    | 1,3     | 4 %       |
| Danmark       | 8,6     | 7,9     | 0,6     | 8 %       |
| Finland       | 18,8    | 17,9    | 0,9     | 5 %       |
| Sum Norden    | 90,0    | 86,0    | 4,0     | 5 %       |

| Nettoeksport (TWh) | Q2 2021 | Q2 2020 | Endring |
|--------------------|---------|---------|---------|
| Norge              | 4,5     | 5,1     | -0,6    |
| Sverige            | 6,7     | 5,7     | 1,0     |
| Danmark            | -1,8    | -2,2    | 0,5     |
| Finland            | -4,0    | -3,2    | -0,8    |
| Sum Norden         | 5,5     | 5,4     | 0,1     |

\* De norske tallene er statistikk fra SSB. Tall for resten av Norden er foreløpige tall fra Syspower.



# Kraft | Vind- og kjernekraftproduksjon

## Perioder med lite vindkraftproduksjon

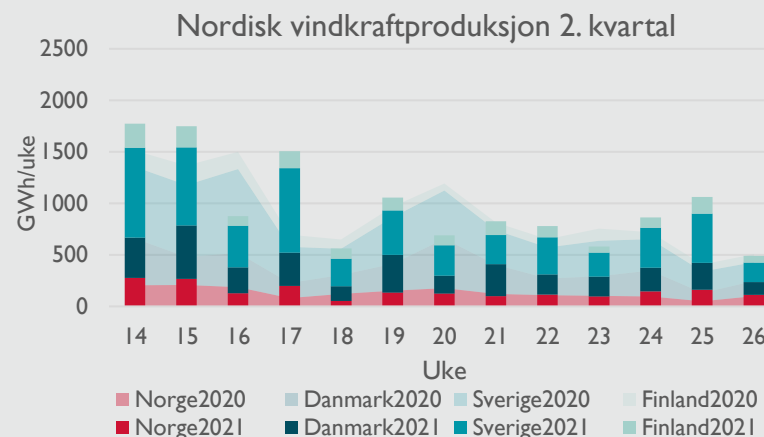
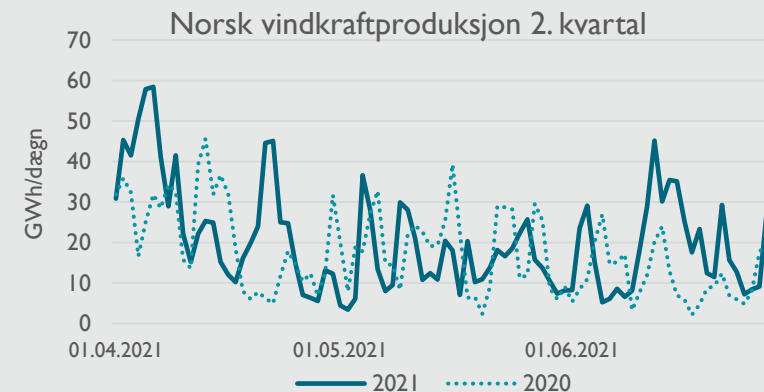
I andre kvartal ble det produsert 12 TWh vindkraft i Norden, opp 1 TWh fra samme kvartal i 2020. En viktig årsak til dette er at flere nye vindkraftverk er satt i drift i løpet av det siste året. Sammenligner vi med første kvartal 2021 har vindkraftproduksjonen gått ned med 6 TWh, eller rundt 35 prosent for Norden. Andre kvartal er typisk en periode med lavere vindkraftproduksjon enn første kvartal. Dette skyldes hovedsakelig varmere temperatur og mindre vindressurser.

Kjernekraftproduksjonen for andre kvartal var 17 TWh, en økning på litt under 10 prosent fra samme kvartal i 2020. Det var svensk kjernekraftproduksjon som økte, mens Finland reduserte sin produksjon. Dette til tross for at Sverige hadde høyere installert kapasitet i fjor da Ringhals 2 (852 MW) fortsatt var i drift. Økningen i kjernekraftproduksjon skyldes hovedsakelig at det var mindre planlagt vedlikehold i år. I 2020 ble også en del planlagt vedlikehold forlenget på grunn av de historisk lave kraftprisene.



| Kjernekraftproduksjon (TWh) | 2021 Q2     | 2020 Q2     |
|-----------------------------|-------------|-------------|
| Sverige                     | 12,1        | 10,3        |
| Finland                     | 4,9         | 5,3         |
| <b>Norden</b>               | <b>17,0</b> | <b>15,6</b> |

| Installert kapasitet (MW) | 2021 Q2      | 2020 Q2       |
|---------------------------|--------------|---------------|
| Sverige                   | 6 839        | 7 773         |
| Finland                   | 2 794        | 2 794         |
| <b>Norden</b>             | <b>9 633</b> | <b>10 567</b> |



| Vindkraftproduksjon (TWh) | 2021 Q2      | 2020 Q2      |
|---------------------------|--------------|--------------|
| Norge                     | 2,06         | 1,66         |
| Danmark                   | 3,30         | 3,21         |
| Sverige                   | 5,50         | 5,19         |
| Finland                   | 1,51         | 1,27         |
| <b>Norden</b>             | <b>12,37</b> | <b>11,33</b> |

\* Vindkraftproduksjon for Norge i tabellen er statistikk fra SSB. Tall for resten av Norden og figurene er foreløpige tall fra Syspower og kan avvike fra faktisk produksjon.



# Kraft | Kraftutveksling

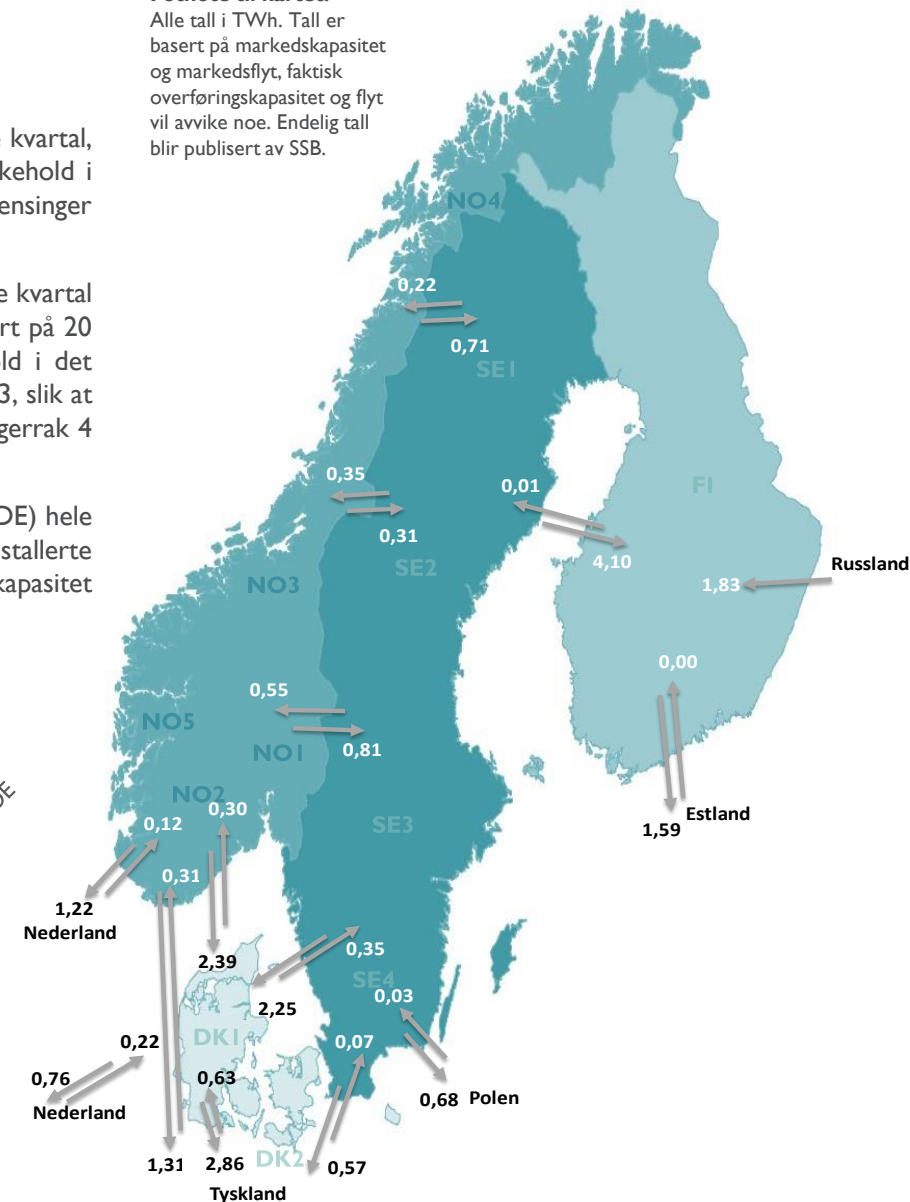
## Redusert importkapasitet

Den tilgjengelige eksportkapasiteten på mellomlandsforbindelsene mellom Norge og utlandet var på 80 prosent i andre kvartal, mens tilgjengelig importkapasitet var på 56 prosent. Andre og tredje kvartal er en periode med mye planlagt vedlikehold i nettet. For Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) har planlagt vedlikehold både i det norske og svenske nettet satt begrensinger på utvekslingskapasiteten. I Nord-Norge har kun 58 prosent av installert eksportkapasitet har vært tilgjengelig.

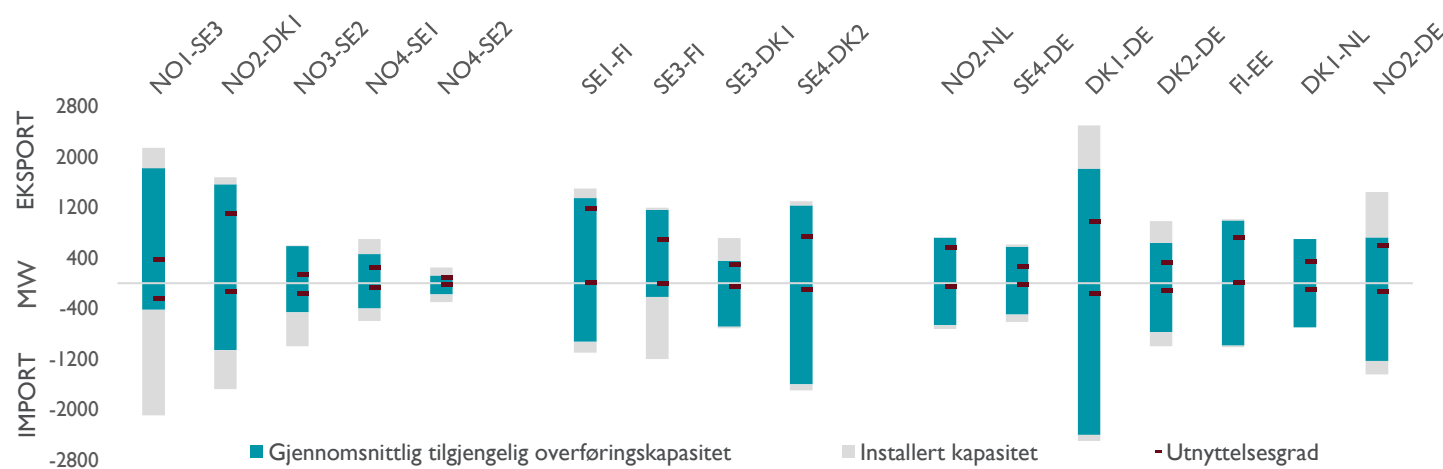
I slutten av februar ble importkapasiteten til Øst-Norge (NO1) fra Sør-Sverige (SE3) redusert betydelig. Gjennom andre kvartal har denne begrensningen vedvart og blitt ytterligere begrenset i siste del av kvartalet. Tilgjengelighetsgraden har kun vært på 20 prosent av installert kapasitet. Årsaken til begrensningene har hovedsakelig vært vedlikehold og driftsmessige forhold i det svenske nettet. Blant annet har økt eksport fra Sørvest-Norge mot Europa ført til utfordringer i kraftflyten gjennom SE3, slik at Svenske Kraftnät har sett seg nødt til å sette begrensinger på kraftflyten i retning Øst-Norge. Videre har feilen på Skagerrak 4 fra 2019 gitt redusert kapasitet mellom Norge og Danmark. Kapasitetsbegrensningen var størst i retning Norge.

I likhet med første kvartal har det vært varierende tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom Norge (NO2) og Tyskland (DE) hele kvartalet. Kabelen som i stor grad har blitt benyttet til eksport, hadde i gjennomsnitt kun 50 prosent av den installerte kapasiteten tilgjengelig for eksport. Dette skyldes hovedsakelig nettbegrensninger i Nord-Tyskland. Tilgjengelig importkapasitet var på 85 prosent av installert kapasitet.

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



Gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet i Norden andre kvartal 2021





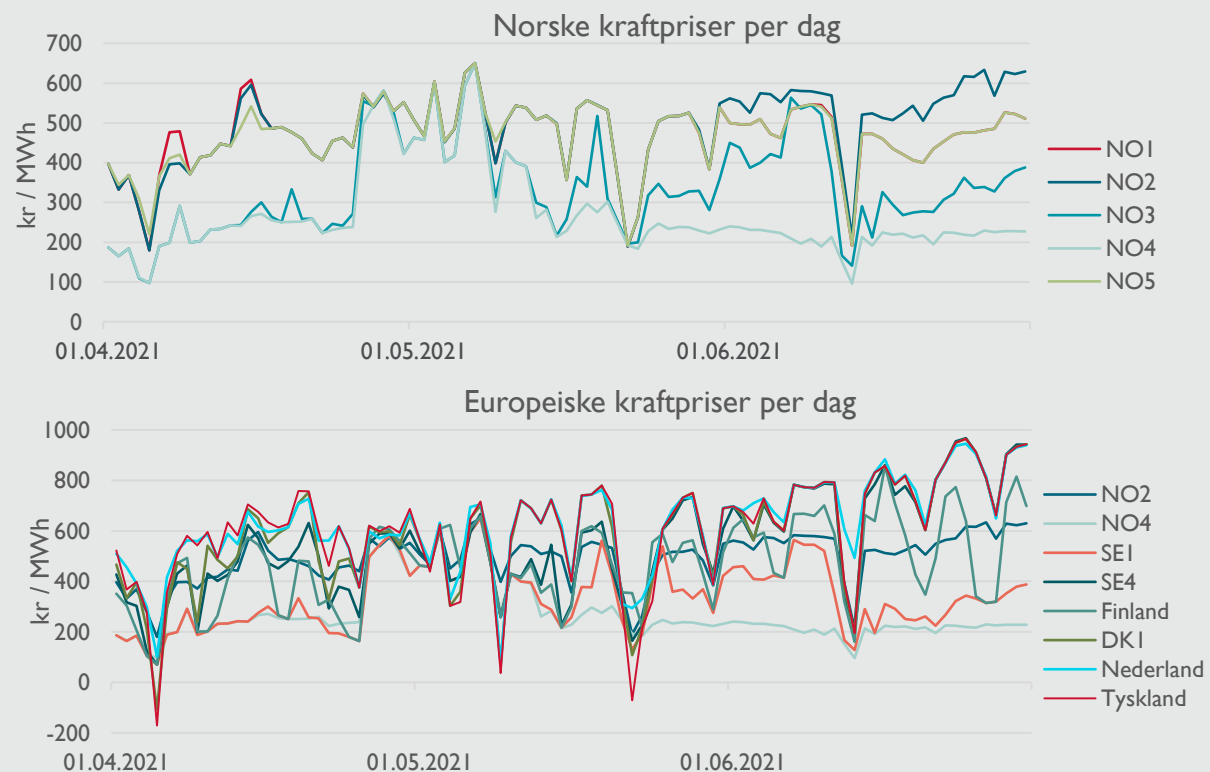
# Kraft | Kraftpriser

## Høye kraftpriser i sør og prisskille mellom de norske prisområdene

De norske kraftprisene var i stor grad todelt i starten av andre kvartal. De sørlige prisområdene (NO1, NO2, NO5) hadde langt høyere kraftpris enn Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4). Kraftprisen var også tidvis delt i de sørlige prisområdene. Dette skyldes i stor grad de høye kraftprisene på kontinentet og overføringsbegrensinger på grunn av planlagt vedlikehold av nettet både i Sverige og Norge. Overføringsbegrensinger bidro til at det i større grad enn tidligere oppstod flaskehals mellom prisområdene. Sørvest-Norge (NO2), som er tettere tilknyttet kontinentet opplevde de høyeste kraftprisene. Begrensinger i overføringskapasiteten fra Sørvest-Norge til Øst- og Vest-Norge bidro til at de to sist nevnte prisområdene (NO1 og NO5) hadde noe lavere kraftpris

enn Sørvest-Norge. Kraftprisen her fulgte i større grad kraftprisen i Sør-Sverige (SE3). Det var større begrensninger i overføringskapasiteten fra Sør-Sverige i retning Øst-Norge enn motsatt vei, noe som gjorde at Øst-Norge ikke fikk de tidvis lave kraftprisene som var i Sverige. Vedvarende overføringsbegrensinger mellom Nord- og Sør-Sverige bidro til at kraftprisen i både Nord-Sverige, Midt- og Nord-Norge var lavere enn i de sørlige prisområdene. Ytterligere overføringsbegrensinger fra Nord-Norge bidro til at dette prisområdet hadde de laveste kraftprisene i Norden store deler av kvartalet.

| Espotpriser (kr/MWh) | Q2 2021 | Q1 2021 | Endring fra forrige kvartal | Q2 2019 | Endring fra Q2 i 2019 |
|----------------------|---------|---------|-----------------------------|---------|-----------------------|
| NO1                  | 469,2   | 488,0   | -4 %                        | 359,4   | 31 %                  |
| NO2                  | 492,9   | 469,5   | 5 %                         | 359,7   | 37 %                  |
| NO3                  | 334,8   | 383,3   | -13 %                       | 343,4   | -3 %                  |
| NO4                  | 270,5   | 350,6   | -23 %                       | 343,0   | -21 %                 |
| NO5                  | 467,1   | 487,5   | -4 %                        | 359,4   | 30 %                  |
| SE1                  | 334,3   | 387,6   | -14 %                       | 320,5   | 4 %                   |
| SE2                  | 334,0   | 387,6   | -14 %                       | 320,5   | 4 %                   |
| SE3                  | 390,1   | 471,7   | -17 %                       | 320,5   | 22 %                  |
| SE4                  | 549,3   | 508,0   | 8 %                         | 335,7   | 64 %                  |
| Finland              | 467,3   | 501,5   | -7 %                        | 362,9   | 29 %                  |
| DK1                  | 592,1   | 487,3   | 22 %                        | 354,4   | 67 %                  |
| DK2                  | 594,4   | 518,8   | 15 %                        | 361,8   | 64 %                  |
| Tyskland             | 608,7   | 508,6   | 20 %                        | 347,3   | 75 %                  |
| Nederland            | 626,9   | 519,6   | 21 %                        | 380,0   | 65 %                  |
| Polen                | 677,0   | 592,5   | 14 %                        | 540,9   | 25 %                  |
| Estland              | 550,5   | 532,9   | 3 %                         | 414,5   | 33 %                  |
| Litauen              | 581,3   | 549,4   | 6 %                         | 428,6   | 36 %                  |

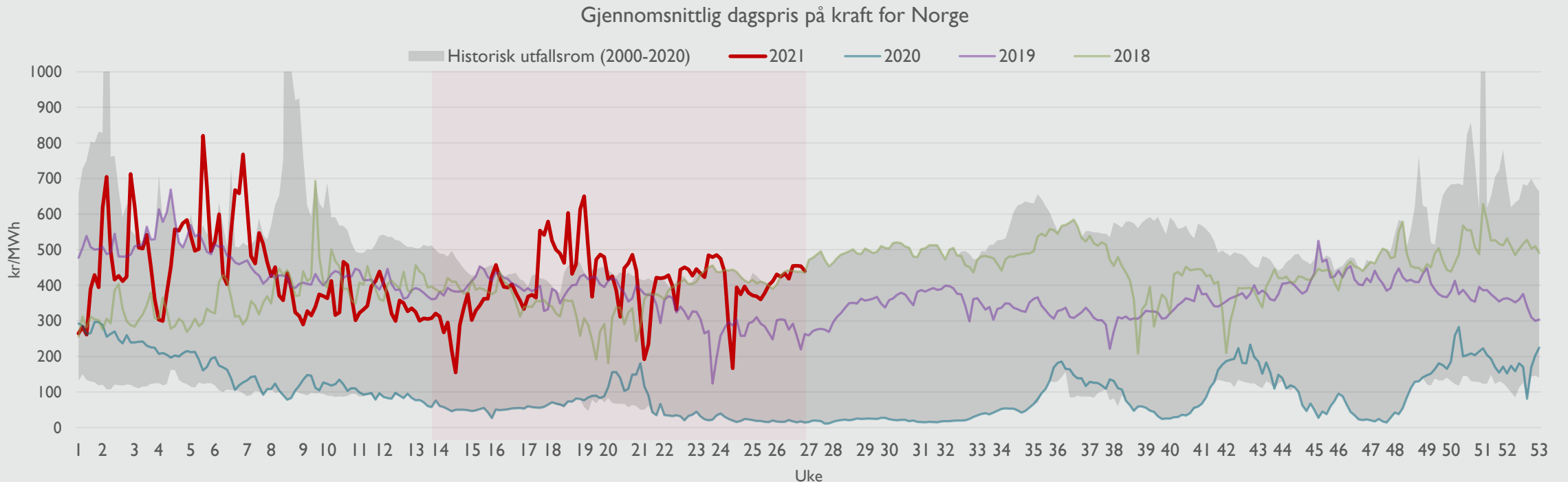


# Kraft | Kraftprisen

## Rekordhøye dagspriser for kraft i Norge i andre kvartal

Figuren under viser gjennomsnittlig døgnpris for alle de norske prisområdene. Kraftprisen for 2021 vises i rødt og de foregående årene, 2020, 2019 og 2018, i henholdsvis blått, lilla og grønt. I bakgrunnen vises historisk utfallsrom for kraftprisen fra 2000 til 2020. Sammenlignet med 2020 ser vi at kraftprisen er langt høyere for andre kvartal i år. Sammenligner vi med 2019 og 2018 ser vi at kraftprisen i starten av kvartalet var noe lavere i år. Som beskrevet på forrige side var kraftprisen todelt i begynnelsen av kvartalet, hvor de relativt lave kraftprisene i Nord-Norge er med å trekke ned gjennomsnittet for Norge. Prishoppet i uke 17 skyldes hovedsakelig at kraftprisene i Midt-Norge og Nord-Norge steg opp til samme nivå som de sørlige prisområdene. Dette kom av færre timer med flaskehals i nettet mellom Nord- og Sør-Sverige (SE2 og SE3). Dette hadde blant annet sammenheng med en økning i kraftforbruk i nord, lavere kjernekraftproduksjon i Finland og lav vindkraftproduksjon.

Kraftprisen ble noe redusert fra uke 20-21 ettersom prisskillet mellom nord og sør igjen oppstod, men den forble likevel rekordhøy til tider. Utviklingen i døgnpris viser også at kraftprisen kunne variere mye fra dag til dag. Dette har hovedsakelig sammenheng med enkelte perioder med høy import av rimeligere kraft fra kontinentet, hvor blant annet stor vind- og solkraftproduksjon på kontinentet bidro. I slutten av kvartalet økte den gjennomsnittlige dagsprisen gradvis, i lys av blant annet stabilt tørt vær og økende brenselpriser. De relativt lave kraftprisene i Nord-Norge bidrar her igjen med å trekke ned gjennomsnittet for Norge. For de sørlige prisområdene var kraftprisen godt utenfor utfallsrommet, hvor særlig kraftprisen i Sørvest-Norge var rekordhøy for kvartalet.





# Terminkontrakter | Brensel og CO<sub>2</sub>

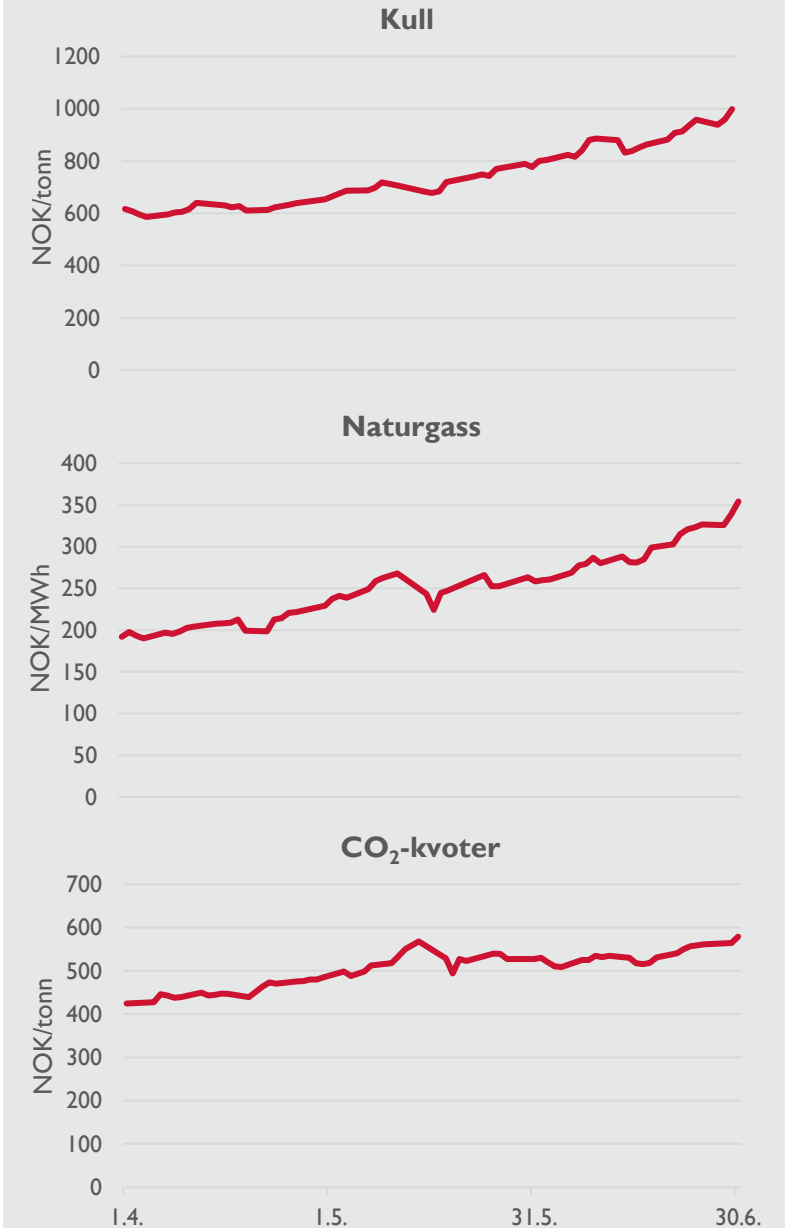
## Høye brenselpriser og rekordhøy CO<sub>2</sub>-kvotepris

I de to øverste figurene til høyre vises prisutviklingen for terminkontrakter for gass og kull med levering tredje kvartal 2021. Både kull- og gassprisene hadde en bratt stigning gjennom siste halvdel av 2020 og noe mer moderat stigning gjennom første kvartal 2021. I andre kvartal økte både kull- og gassprisene relativt mye. For terminkontrakter med levering tredje kvartal 2021 økte kull- og gassprisene henholdsvis 62 og 87 prosent.

Gjennom første kvartal bidro en kald vinter i Europa til et høyt forbruk av gass til både oppvarming og kraftproduksjon, i tillegg til kull for kraftproduksjonen. Med ytterligere åpning av Europa og relativt lave temperaturer i både april og mai, var også etterspørselen etter gass og kull høy gjennom andre kvartal. Kullprisen ligger ved utgangen av kvartalet på sitt høyeste nivå de siste ti årene. Rekordhøyt forbruk av kull i Kina og en presset leveringskjede kan bidra til å forklare økningen.

Den nederste figuren viser prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter med levering i desember 2022. Prisen for CO<sub>2</sub>-kvoter har gjennom andre kvartal økt med 36 prosent. Totalt i år har prisen for CO<sub>2</sub>-kvoter økt med over 55 prosent. De økte kvoteprisene har bidratt til å øke kostnaden ved kraftproduksjon fra kull og gass. En viktig årsak til økte kvotepriser gjennom 2021 er markedet sine forventninger til effekten av nye klimamål i EU. I april vedtok blant annet EU en ny klimalov og oppjustert klimamål for 2030 om netto utslippskutt på minst 55 prosent sammenlignet med utslippene i 1990. Dette er en oppjustering fra tidligere vedtatt 40 prosent.

|                                  | Pris 04.04.2021 | Pris 30.06.2021 | Endring i kr | Endring i % |
|----------------------------------|-----------------|-----------------|--------------|-------------|
| Kullkraft (kr/tonn)              | 617             | 999             | 382          | 62 %        |
| Gasskraft (kr/MWh)               | 190             | 354             | 165          | 87 %        |
| CO <sub>2</sub> -kvote (kr/tonn) | 424             | 579             | 155          | 36 %        |







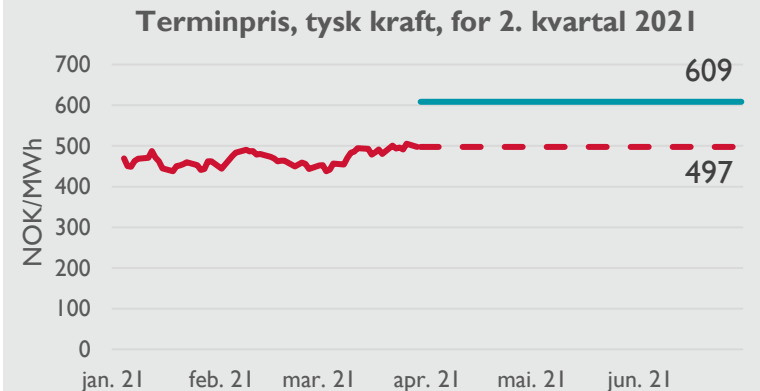
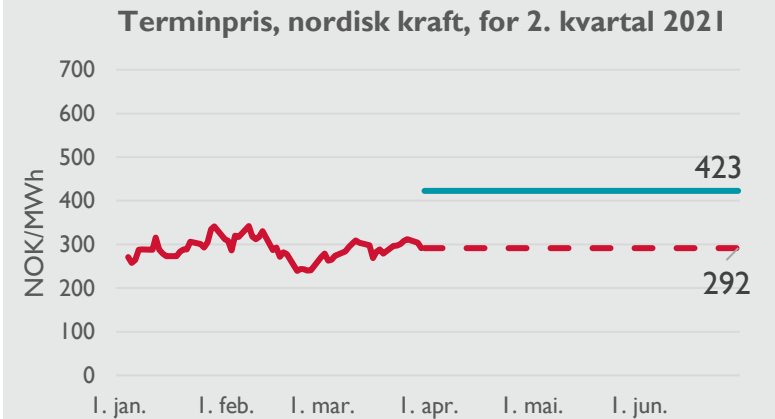
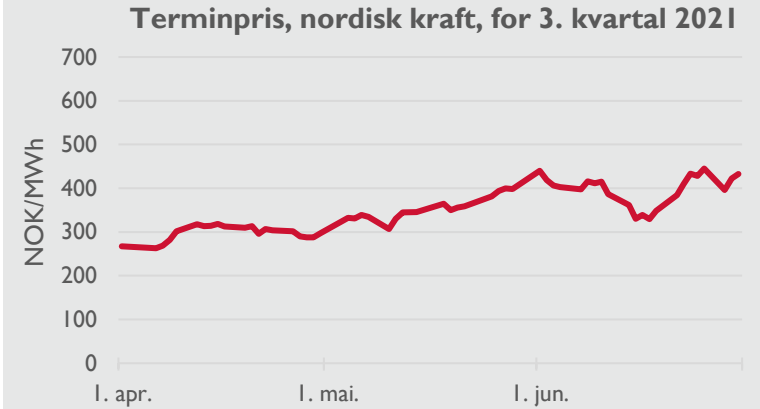
# Terminkontrakter | Kraft

## Kraftprisen ble høyere enn markedsforsventningen

Øverste figur viser utviklingen i prisen for terminkontrakt for nordisk kraft med leveranse tredje kvartal 2021. Ved inngangen av andre kvartal var prisen på 267 kr/MWh og ved utgangen hadde den økt til 433 kr/MWh. Dette er en økning på hele 62 prosent. Økningen har blant annet sammenheng økte kraftpriser i land vi har handelsforbindelser med. De høye brenselprisene og rekordhøye CO<sub>2</sub>-kvotepriene har bidratt til å øke kraftprisen i Europa, som igjen påvirker den nordiske kraftprisen. I tillegg har mindre nedbør gjennom kvartalet og ytterligere forventninger om tørt vær inn i tredje kvartal bidratt til økningen. Sammenlignet med tidligere år ligger forventet kraftpris for tredje kvartal relativt høyt både for nordisk og tysk kraftpris. Som vist i tabellen under, økte terminkontrakt for tysk kraft med leveranse for tredje kvartal 2021 med 49 prosent gjennom andre kvartal.

Midterste figur viser prisutviklingen for terminkontrakt til nordisk kraft for andre kvartal 2021 fra starten av 2021 fram til siste handelsdag ved overgangen til andre kvartal. Stiplet linje viser terminprisen ved siste handelsdag. Blå solid linje viser faktisk gjennomsnittlig systempris for andre kvartal. Faktisk pris ble 45 prosent høyere enn terminkontrakten ved siste handelsdag. Tilsvarende for Tyskland ble faktisk pris 22 prosent høyere enn terminkontrakten ved siste handelsdag, vist i nederste figur. Den store forskjellen mellom forventet og realisert kraftpris har blant annet sammenheng med at brenselprisene ble langt høyere enn forventet, i tillegg til at CO<sub>2</sub>-kvotepriene har økt til et rekordhøyt nivå. Dette kan tyde på at markedet ikke forventet de høye kraftprisene som ble realisert for andre kvartal.

| Terminkontrakt for Q3  | Pris 01.04.2021 | Pris 30.06.2021 | Endring i kr | Endring i % |
|------------------------|-----------------|-----------------|--------------|-------------|
| Nordisk kraft (kr/MWh) | 267             | 433             | 166          | 62 %        |
| Tysk kraft (kr/MWh)    | 553             | 823             | 270          | 49 %        |





# Sluttbrukerpriser

## Spotpriskontrakter dyrere enn fastpriskontrakter i andre kvartal

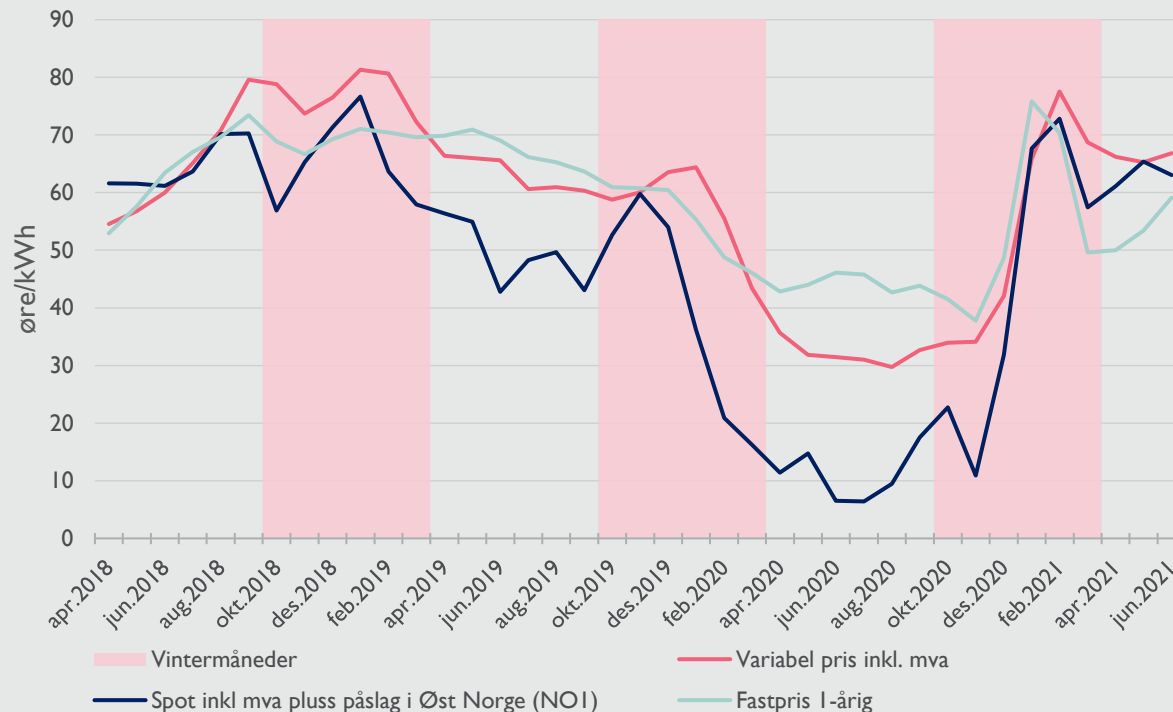
Figuren til høyre viser månedlig prisutvikling (øre/kWh) for variabelpris-, fastpris- og spotpriskontrakter de siste tre årene. Figuren viser at prisene for spotpriskontrakter i Øst-Norge (NO1) har vært høyere enn ettårige fastpriskontrakter gjennom hele andre kvartal 2021. Dette er ulikt fra prisene de siste tre årene, hvor prisene for spotpriskontrakter i Øst-Norge har vært lavere enn prisen for fastpriskontrakter gjennom hele perioden, bortsett fra noen måneder i 2018.

Tabellen viser gjennomsnittlig strømpris for ulike avtaletyper i husholdningsmarkedet basert på priser fra Forbrukerrådet og Nord Pool. Prisen på spotpriskontrakter var noe lavere i andre kvartal sammenlignet med første kvartal. Nedgangen var størst i Midt-Norge (NO3) med 8,2 øre/kWh eller 21 prosent endring fra første kvartal. Bare i Sørvest-Norge (NO2) var spotpriskontraktene noe dyrere i andre kvartal.

Årets priser er høyere for alle kontrakter sammenlignet med andre kvartal 2020. Endringen er størst for spotpriskontrakter. I Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) mer enn tredoblet prisen seg fra samme kvartal i fjor. I de øvrige prisområdene ble spotpriskontrakter hele seks ganger dyrere. For fastpriskontrakter derimot er prisforskjellen fra andre kvartal 2020 gått opp mellom 10-28 prosent.

For å beregne prisen på spotpriskontraktene har NVE estimert et påslag på 4,4 øre/kWh inkl. moms (3,5 ekskl. moms i NO4), som er 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 i figuren er KPI-justert til 2021-kroner, prisene i tabellen er ikke det.

Variabel-, fast- og spotpris (KPI-justert) 2. kv 2018 - 2. kv. 2021



| Priser på kontrakter (i øre/kWh)       | 2. kvartal 2021 | Endring fra 1. kvartal 2021 | Endring fra 2. kvartal 2020 | Endring fra 2. kvartal 2019 |
|--|-----------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Spotpriskontrakt i Øst-Norge (NO1)     | 63,0            | -2,5                        | 52,4                        | 13,7                        |
| Spotpriskontrakt i Sørvest-Norge (NO2) | 66,0            | 2,9                         | 55,5                        | 16,7                        |
| Spotpriskontrakt i Midt-Norge (NO3)    | 46,2            | -6,1                        | 34,2                        | -1,1                        |
| Spotpriskontrakt i Nord-Norge (NO4)    | 30,5            | -8,2                        | 20,8                        | -7,3                        |
| Spotpriskontrakt i Vest-Norge (NO5)    | 62,8            | -2,7                        | 52,2                        | 13,5                        |
| Variabelpriskontrakt                   | 66,0            | -4,0                        | 34,0                        | 2,4                         |
| 1-årig fastpriskontrakt                | 55,0            | -8,6                        | 12,0                        | -12,0                       |
| 3-årig fastpriskontrakt                | 52,6            | 6,9                         | 5,4                         | -3,3                        |



# Sluttbrukerpriser

## Geografiske forskjeller på en sluttbrukers strømfaktura

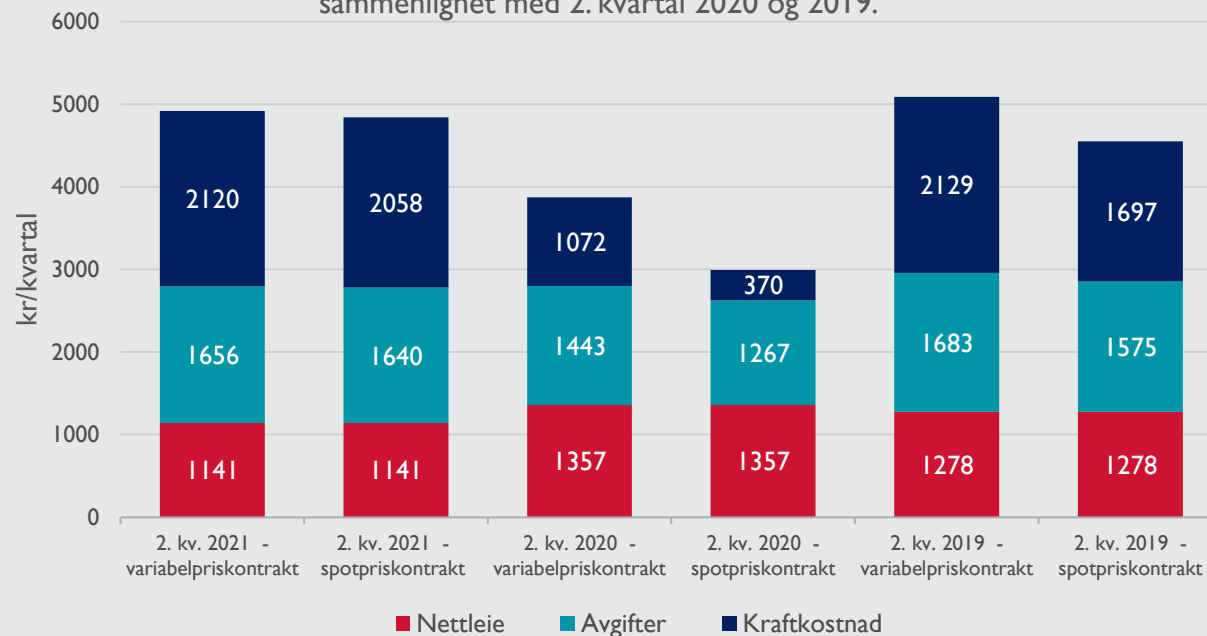
Øverste figur viser hva en typisk husholdningskunde på Østlandet med variabelpris- og spotpriskontrakt betalte for strøm og nettleie inkludert avgifter i andre kvartal 2019, 2020 og 2021. Kraftkostnaden for variabelpriskontrakter var dobbelt så høy andre kvartal 2021 sammenlignet samme kvartal 2020, men var tilsvarende lik sammenlignet med kraftkostnaden beregnet for andre kvartal 2019.

For spotpriskontrakter er endringen fra andre kvartal 2020 enda høyere, hvor kraftkostnaden for sluttbrukeren har femdoblet seg. Økningen må sees i sammenheng med de eksepsjonelt lave prisene i 2020. Sammenligner vi andre kvartal 2019 og 2021 var kraftkostnadene for spotpriskontrakter likere, hvor årets kraftkostnad var noe høyere, med en økning på 360 kr eller 21 prosent. Endringene i sluttbrukers totale kostnad i andre kvartal 2021 kommer i all hovedsak fra økte spotpriser og ikke fra endringer i avgifter og nettleie.

Tabellen viser at en typisk husholdningskunde med et årlig forbruk på 20 000 kWh i Øst-Norge har brukt ca. 2 100 kr mer andre kvartal 2021 sammenlignet med samme periode 2020. Sammenlignet med første kvartal 2019 er økningen mindre, på ca. 500 kr. De geografiske forskjellene i spotprisen i andre kvartal 2021 reflekteres i tabellen. For forbrukere i Nord-Norge har strømkostnaden vært omtrent 1 000 kr lavere enn i Øst-Norge.

Kostnaden for variabelpriskontrakter har vært tilsvarende lik som for spotpriskontrakter i Øst-, Sørvest og Vest-Norge i andre kvartal 2021.

Totalkostnad for nett- og strømtjenester i 2. kvartal 2021 (KPI-justert), sammenlignet med 2. kvartal 2020 og 2019.



| NOK per kvartal. 20000 kWh årsforbruk* | Beregnet strømkostnad 2. kvartal 2021 | Beregnet strømkostnad 2. kvartal 2020 | Beregnet strømkostnad 2. kvartal 2019 | Differanse 2. kvartal 2021 og 2. kvartal 2020 | Differanse 2. kvartal 2021 og 2. kvartal 2019 |
|--|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|---|
| Øst-Norge (NO1)                        | 2573                                  | 449                                   | 2036                                  | 2124  | 537   |
| Sørvest-Norge (NO2)                    | 2667                                  | 449                                   | 2036                                  | 2219  | 632   |
| Midt-Norge (NO3)                       | 1893                                  | 495                                   | 1970                                  | 1398  | -77   |
| Nord-Norge (NO4)                       | 1270                                  | 400                                   | 1575                                  | 870   | -305  |
| Vest-Norge (NO5)                       | 2555                                  | 449                                   | 2035                                  | 2105  | 519   |
| Variabelpris kontrakt                  | 2651                                  | 1303                                  | 2564                                  | 1348  | 87  |

Kvartalsvis strømkostnad beregnes ved å gange estimert pris for kontraktstypen med antatt forbruk. NVE benytter en temperaturkorrigert justert innmatingsprofil basert på alminnelig forsyning i 2009-2013 for å beregne strømkostnaden. For å beregne prisen på spotpriskontraktene har NVE estimert et påslag på 4,4 øre/kWh inkl. moms, som er lagt til månedlig spotpris fra Nord Pool. Prisen på variabelpriskontrakter er beregnet ved gjennomsnittet av kontrakter som er tilbudt i flere enn ti nettområder. Strømkostnaden i tabellen er eksklusiv nettleie og forbruksavgift. Prisene er ikke KPI-justerte.