



NVE

# KRAFTSITUASJONEN

Andre kvartal 2022



# Oppsummering

**Kraftsituasjonen i andre kvartal 2022 var preget av historisk høye kraftpriser og lav magasinifylling i sørlige Norge. Lave vannmagasiner og høye kraftpriser i Europa bidro til at sørlige Norge hadde historisk høye kraftpriser i andre kvartal. En bedre ressursituasjon i nord og begrensninger i kraftnettet førte til at kraftprisene i Midt- og Nord-Norge var langt lavere. Snøsmelting bidro til økt fyllingsgrad for alle prisområdene gjennom kvartalet. Selv om fyllingsgraden i de sørlige prisområdene økte gjennom andre kvartal, var de fortatt på et svært lavt nivå for årstiden ved utgangen av kvartalet.**

Ved inngangen til andre kvartal var fyllingsgraden i Norge 25 prosent, noe som er 10 prosentpoeng under medianen. I likhet med første kvartal var det stor forskjell mellom de nordlige og sørlige prisområdene. I de tre sørlige områdene (NO1, NO2, NO5) var fyllingen langt lavere enn medianen gjennom kvartalet. Det er i løpet av andre kvartal, rett før snøsmeltingen, at fylling er på sitt laveste for året. Snøsmeltingen bidro til at fyllingen økte betraktelig gjennom slutten av mai og juni for alle prisområdene. Fyllingen i Sørvest-Norge (NO2) endte under historisk minimum ved utgangen av kvartalet. Vest-Norge (NO5), som hadde mer nedbør, hadde en raskere øking og endte over historisk minimum, men fortsatt under medianen. I Nord-Norge var fyllingsgraden godt over median ved utgangen av kvartalet. I Midt-Norge var fyllingen nær historisk maksimum.

Norsk kraftforbruk falt med 4 prosent sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor. I Sørvest- og Sørøst-Norge falt forbruket med 9 prosent sammenliknet med samme kvartal i fjor. Dette skyldes i stor grad at temperaturene var høyere enn i fjor og at man derfor trengte mindre forbruk til oppvarming. Betraktelig høyere priser i sør enn tilsvarende kvartal i fjor kan også ha bidratt til lavere forbruk til tross for strømstøtteordningen. I april og mai var forbruket i sør lavt for sesongen når vi sammenliknet med de siste 5 årene, mens det i juni lå noe høyere. I motsetning til i sør økte forbruket i Nord-Norge sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor. Dette henger sammen med at det i større grad var kaldere enn normalt, noe som gir mer forbruk til oppvarming.

I likhet med forbruket, falt produksjonen i sør, mens produksjonen økte i Midt- og Nord-Norge. Lavere forbruk og fyllingsgrad godt under medianen er viktige årsaker til nedgangen i produksjonen i sør. I perioder med mye billig produksjon fra vind- og solkraft iblant annet Tyskland og Danmark, kunne vannkraftprodusentene regulere ned vannkraftproduksjonen, og en større andel av forbruket ble dekt av import. I både Midt- og Nord-Norge økte produksjonen med 25 prosent sammenliknet med andre kvartal i fjor. Dette skyldes i stor grad en svært god ressursituasjon med magasinifylling nærmere eller over medianen og mye snø i fjellet. I tillegg hadde begge prisområdene mer vindkraftproduksjon sammenliknet med tidligere år. I Midt-Norge var vindkraftproduksjonen dobbelt så høy som tilsvarende kvartal i fjor.

Norge hadde en nettoeksport på 3 TWh i andre kvartal i år, noe som er 1,5 TWh lavere enn tilsvarende kvartal i fjor. Nedgangen skyldes mindre eksport fra Sørvest-Norge til Europa. I løpet av andre kvartal hadde de sørlige prisområdene en samlet nettoeksport på 0,2 TWh, mot 4,1 TWh i fjor. Sammenliknet med total kraftproduksjon i sørlige Norge, som var 19,1 TWh, utgjør nettoeksport på 0,2 TWh kun 1 prosent av kraftproduksjon. Midt- og Nord-Norge hadde nettoeksport hver uke gjennom andre kvartal, den totale nettoeksporten for Norge trekkes i stor grad opp av eksport fra Midt- og Nord-Norge til Nord-Sverige.

Kraftprisene i Sør-Norge (NO1, NO2, NO5) økte fra første kvartal i år. Gjennomsnittlig kraftpris i andre kvartal var 175 øre/kWh i Sørvest-Norge (NO2), og 163 øre/kWh i Sørøst- og Vest-Norge (NO1 og NO5). Dette er et historisk høyt prisnivå for årstiden. Magasinifylling nær historisk minimum store deler av kvartalet og høye kraftpriser på kontinentet er viktige årsaker til prisøkningen. En bedre ressursituasjon i nord og begrensninger i kraftnettet førte til at kraftprisene i Midt- og Nord-Norge var langt lavere enn i sør. I Midt-Norge var kraftpris i andre kvartal 24 øre/kWh og i Nord-Norge 13 øre/kWh.

Kraftpriser var i andre kvartal også svært høye i store deler av Europa. Når det er lav magasinifyllingen i sør blir kraftprisen oftere påvirket av kraftprisene i Europa. Spesielt Sørvest-Norge, som har flest mellomlandsforbindelsen, fulgte oftere prisene i Europa.

De høye kraftprisene i sør førte til økte kostnader for strømvtales i husholdningsmarkedet. For en typisk husholdning på Østlandet med spotpriskontrakt ble den totale strømkostnaden for andre kvartal 2022 på 6 886 kroner, inkludert fradrag ved kompensasjonsordning. Sammenliknet med samme kvartal 2021 er dette en økning på 1 743 kroner. Kompensasjonsordningen for husholdningskunder bidro til å dempe kostnadstrykket for husholdningene, uten kompensasjonsordning ville differansen mellom andre kvartal i år og 2021 vært 5 539 kroner. Nedgangen i strømkostnader sammenliknet med første kvartal i år har sammenheng med lavere forbruk, ikke at kraftprisene har vært lavere. 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 total kostnaden. For en typisk husholdning i Nord-Norge var den totale strømkostnaden omtrent 1 812 kroner, som er 752 kroner lavere enn samme periode i 2021. Strømkostnaden i Nord-Norge er på nivå med samme kvartal i 2020.

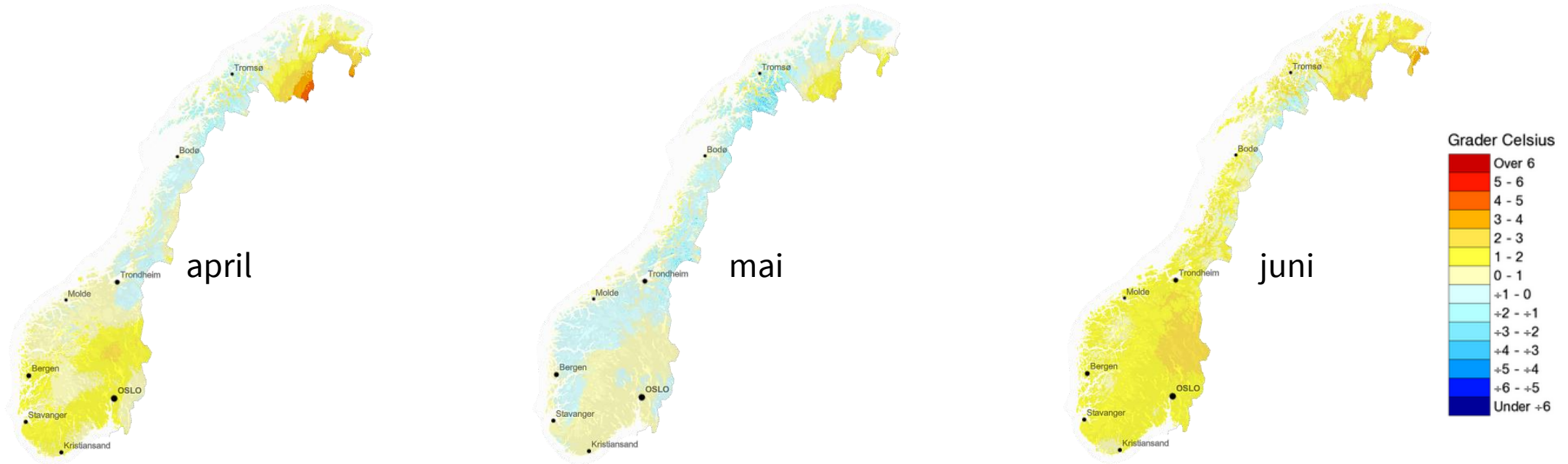
1 Historisk maksimum, minimum og median er beregnet ut fra de siste 20 årene (2001-2020) om ikke annet er nevnt.

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

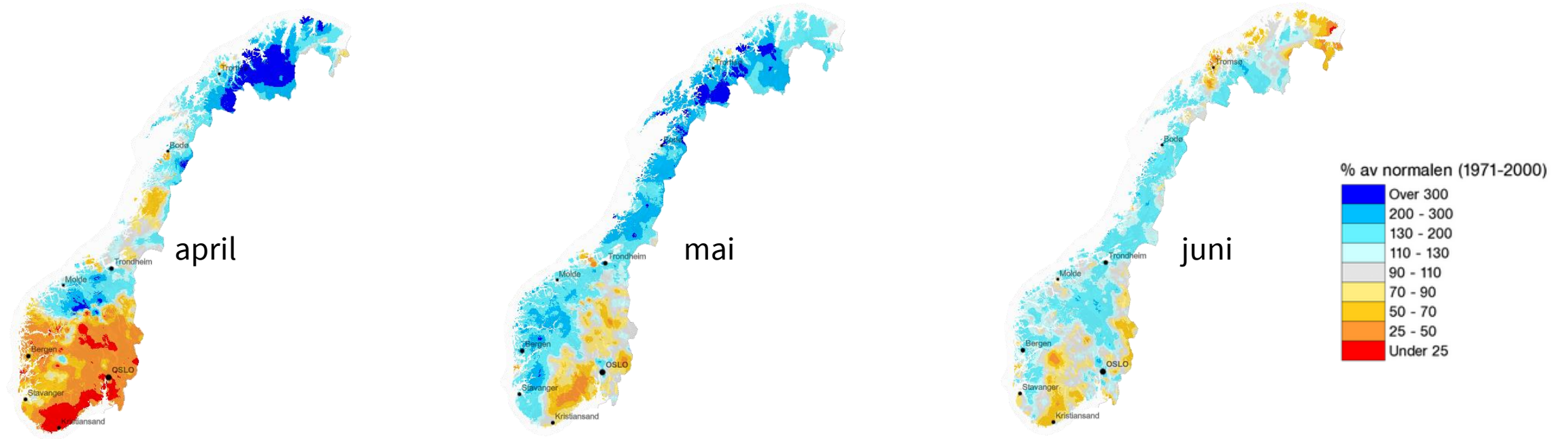
## Normale temperaturer



Kartene viser avvik fra midlere månedstemperatur (1971-2000) målt i grader celsius for april, mai og juni 2022, mens teksten under sammenligner med perioden 1991-2020. I april var det litt kaldere enn normalen i deler av Trøndelag og i Nordland, mens ellers av landet var nokså nært normalen. I gjennomsnitt for måneden var temperaturen 0,3 grader under normalen. For mai var det lokalt kaldere enn normalt på Vestlandet og stedvis noe varmere øst i Finnmark, ellers stort sett ganske normale temperaturer. Gjennomsnittstemperaturen for hele landet var 0,2 grader over normalen. Juni var mye varmere enn normalen i Troms og Finnmark og stedvis på Østlandet, og ellers i landet var det også varmere enn normalt. For hele landet lå gjennomsnittstemperaturen i snitt 1,7 grader over normalen.

# Vær og hydrologi | Nedbør

## Store regionale forskjeller i nedbør



Kartene viser avvik fra midlere månedsnedbør (1971-2000) målt i prosent for april, mai og juni 2022, mens teksten under sammenligner med perioden 1991-2020. I april var månedsnedbøren 30 prosent under normalen for landet sett under ett. I Sør-Norge sør for Stadt og Dovre var det svært tørt, mens stedvis i nord var det svært vått. Mai var fortsatt svært tørt på Sør- og Østlandet, mens i Nordland og Troms var det veldig vått. Månedsnedbøren var 20 prosent over normalen for landet sett under ett. For Juni var månedsnedbøren nær normalen for landet sett under ett. Det var fortsatt store regionale forskjeller, der det i deler av Agder var til dels svært tørt, mens det var svært vått i deler av Nordland.



# Vær og hydrologi | Nedbør & tilsig

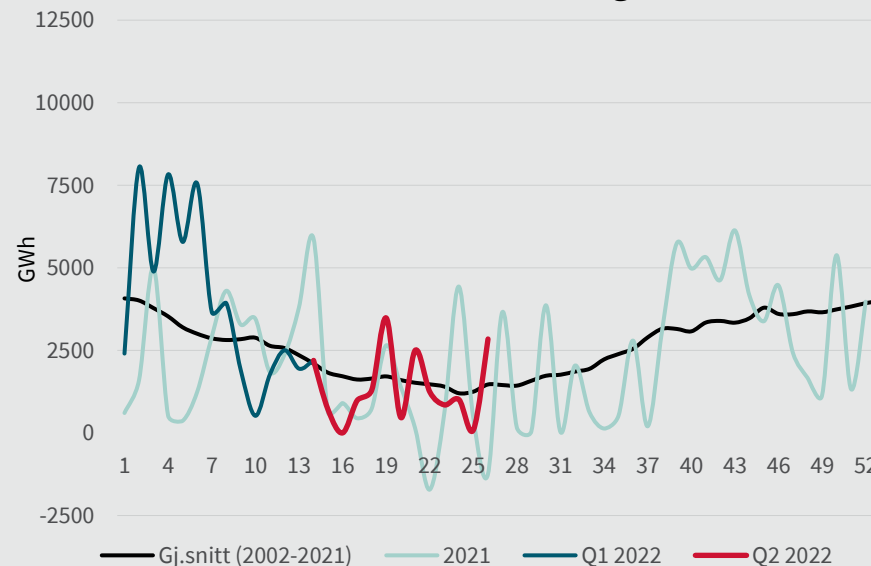
## Mindre nedbør enn normalt

Tørt vær andre kvartal i sørlige deler av landet er en viktig årsak til at nedbøren for Norge var lavere enn normalt gjennom kvartalet. Nedbøren ble 16,3 TWh, 4,3 TWh lavere enn gjennomsnittet for kvartalet.

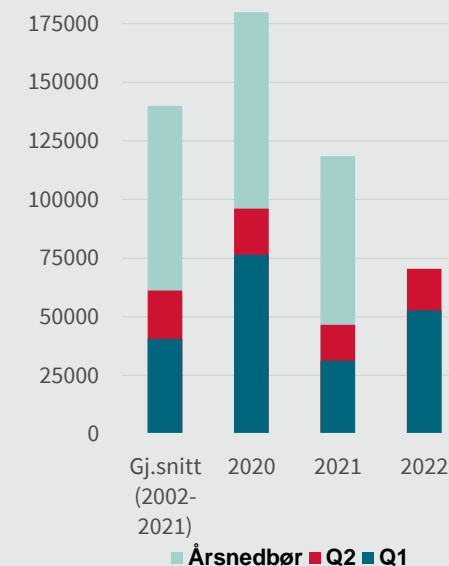
For Norge endte tilsiget omtrent på normalen for kvartalet. Det var mindre tilsig enn normalt i april og mai grunnet tørt vær i sør og mindre nedbør som regn. I tillegg var det kaldere enn normalt i Midt og Nord-Norge slik at nedbøren i stor grad kom som snø og ikke regn. I juni kom det en del mer tilsig enn normalt grunnet snøsmeltingen. I Midt- og Nord-Norge var det perioder med spesielt høyt tilsig i slutten av juni på grunn av den store snømengden i fjellet i nordlige deler av landet.

TWh	Q2 2021 (uke 14-26)	Q2 gjennomsnitt (2002-2021)	Differanse fra gjennomsnitt
Nedbør	16,3	20,6	-4,3
Tilsig	57,9	57,7	0,2

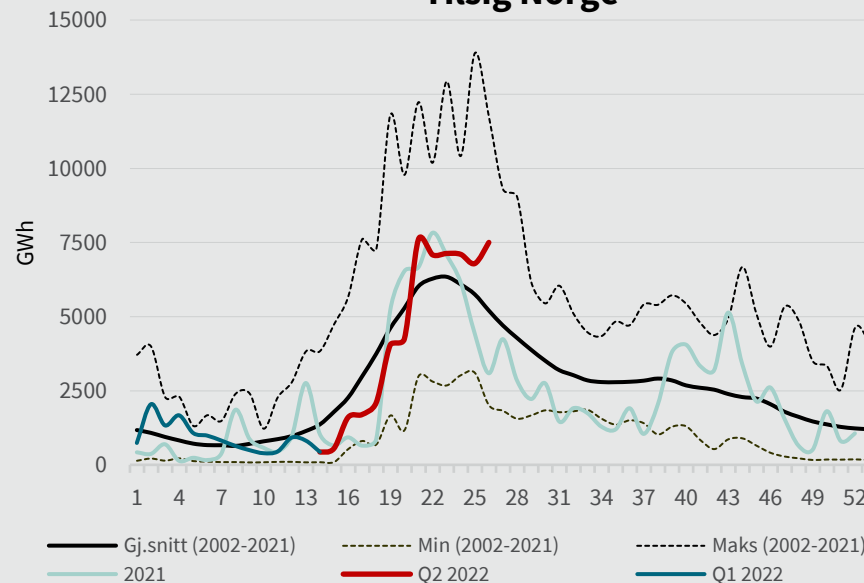
### Nedbør Norge



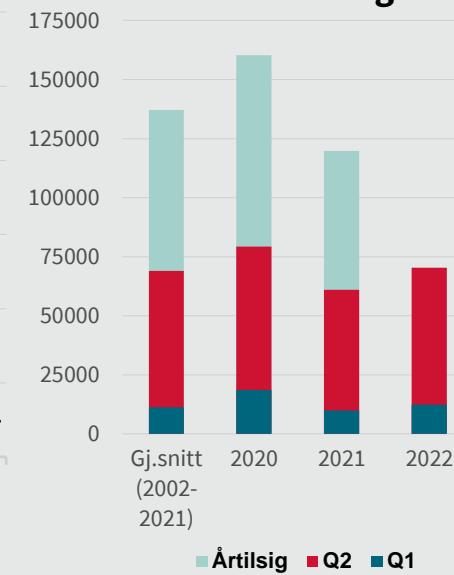
### Årsnedbør



### Tilsig Norge



### Årstilsig



Kilde: NVE

# Vær og hydrologi | Magasinfylling

## Lav fylling i sørlige Norge

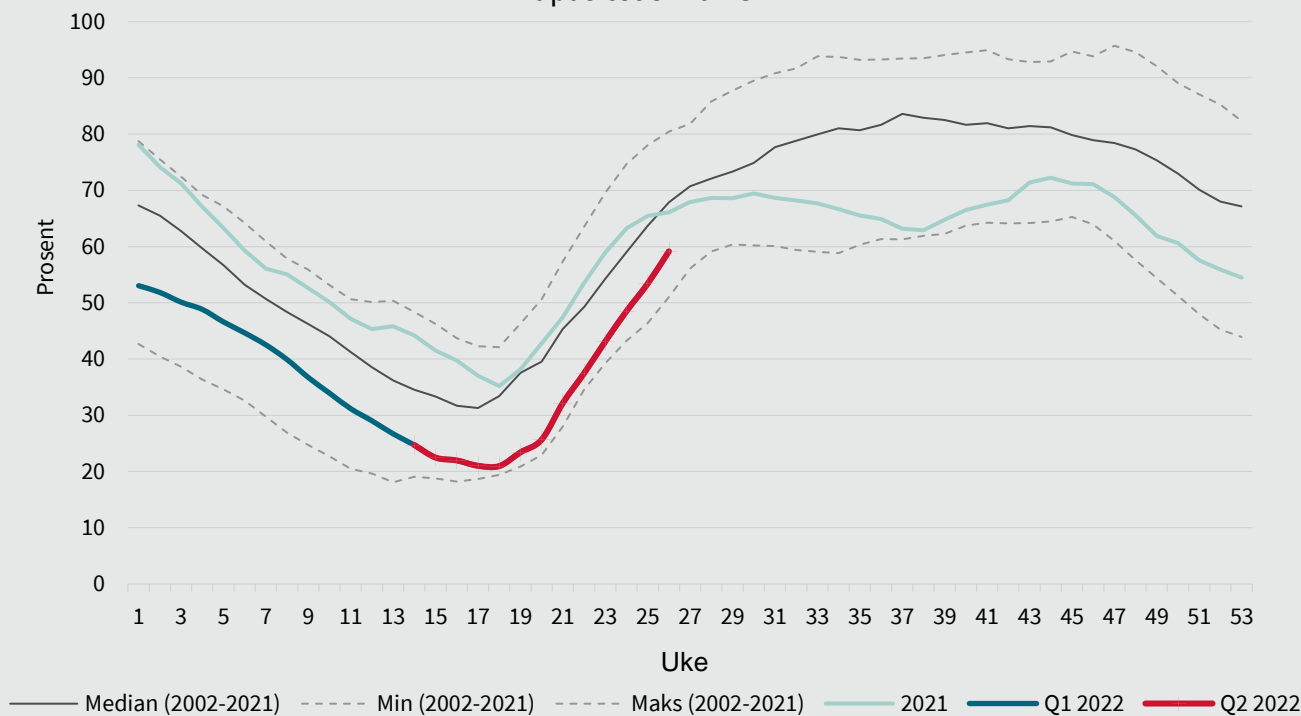
Fyllingsgraden i Norge var godt under median for årstiden, og nær historisk minimum store deler av andre kvartal. Ved inngangen til kvartalet var fyllingen i Norge rundt 25 prosent og nær 10 prosentpoeng under medianen. Fyllingen falt de første ukene av kvartalet og var på det laveste 21 prosent og 1,6 prosentpoeng over historisk minimum. I starten av mai begynte fyllingen å øke da snøsmeltingen ga mye tilsig til magasinene.

I likhet med første kvartal var det stor forskjell mellom de nordlige og sørlige prisområdene i landet. Fyllingen i Vest-Norge (NO5) lå under historisk minimum for årstiden i store deler av april og mai. Snøsmeltingen bidro til at fyllingen økte betraktelig gjennom slutten av mai og juni, og ved utgangen av kvartalet var fyllingen i området nærmere medianen enn historisk minimum. Også i Sørvest- og Sørøst-Norge (NO2 og NO1) lå fyllingen lavt for årstiden i andre kvartal. I Sørvest-Norge lå fyllingen under historisk minimum igjennom hele juni, og var ved utgangen av kvartalet 2,7 prosentpoeng under historisk minimum for uka. Det var mindre snø i fjellet og mindre tilsig i april og mai enn normalt i sørlige Norge. Sammen med høye kraftpriser nord på kontinentet og perioder med høy eksport, er dette viktige årsaker til at fyllingen i sør lå lavt gjennom andre kvartal.

I Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) var ressursituasjonen gjennom kvartalet bedre enn i sør. I Midt-Norge var fyllingen under median i store deler av april og mai. En viktig årsak til dette er den store mengden med snø i fjellet. Magasinene måtte tappes ned for å få plass til all tilsiget som produsentene visste ville komme under snøsmeltingen. Fra slutten av mai og ut juni var det en kraftig økning i tilsiget da mye av snøen smeltet. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden i Midt-Norge nær historisk maksimum.

I Nord-Norge var fyllingen over medianen store deler av andre kvartal. Også her var det en kraftig økning i fyllingsgraden fra slutten av mai, da snøsmeltingen ga mye tilsig til magasinene. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden på 75,6 prosent, 12,0 prosentpoeng over medianen for uka.

Norge  
Kapasitet 87204 GWh

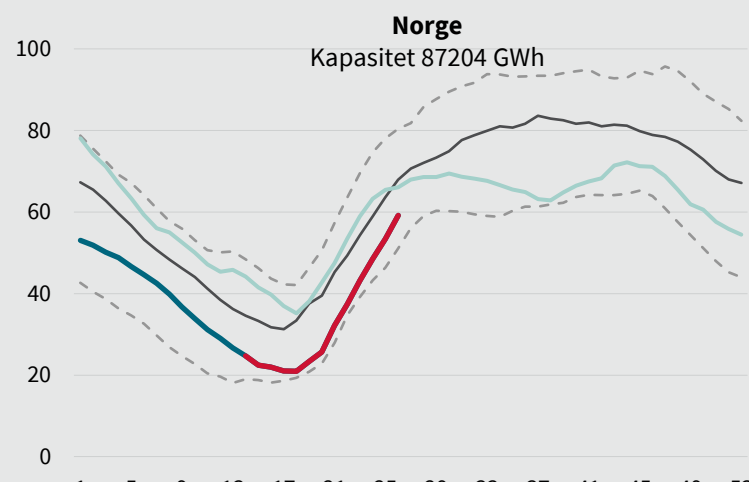
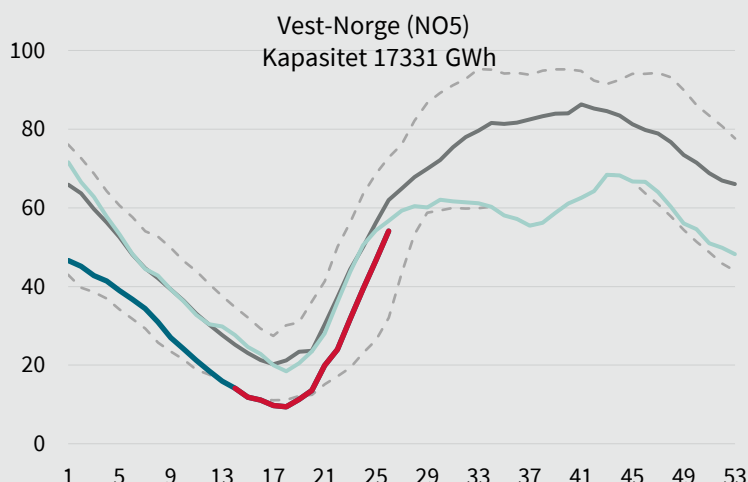
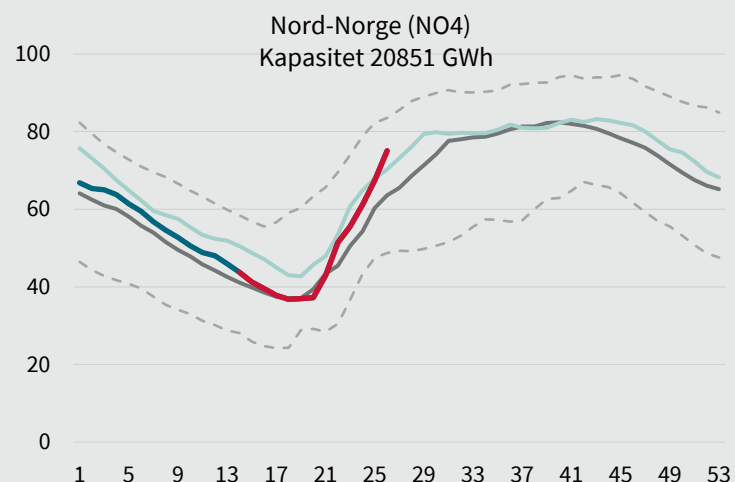
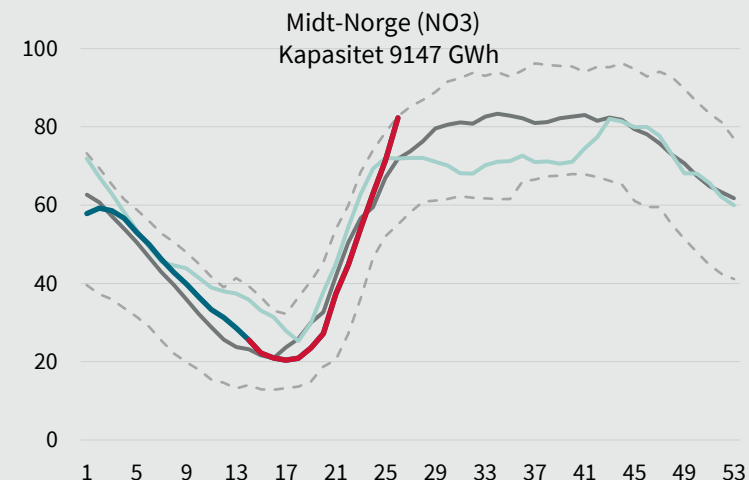
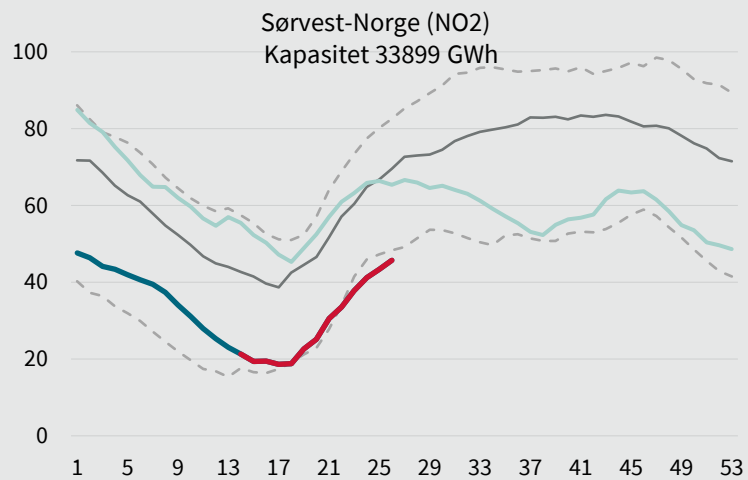
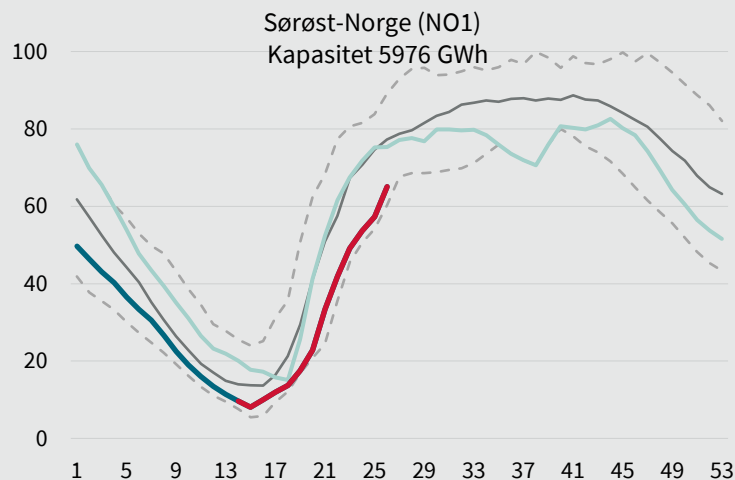


Magasinfylling, i prosent*	Utgang Q2 2022	Utgang Q2 2021	Median Utgang Q2 (2002-2021)	Differanse fra 2021	Differanse fra median
Norge	59,5	66,1	67,9	-6,6	-8,4
NO1	65,1	75,3	77,3	-10,2	-12,2
NO2	45,7	65,4	69,6	-19,7	-23,9
NO3	82,4	71,9	71,8	10,5	10,6
NO4	75,6	70,3	63,6	5,3	12,0
NO5	54,3	56,7	62,1	-2,4	-7,8

\* Verdiene for utgangen av Q2 er uke 26 for både 2022 og 2021

# Vær og hydrologi | Magasinfyllingen i Norge

## Alle prisområdene i Norge



— Median (2002-2021)

- - - Min (2002-2021)

- - - Maks (2002-2021)

— 2021

— Q1 2022

— Q2 2022

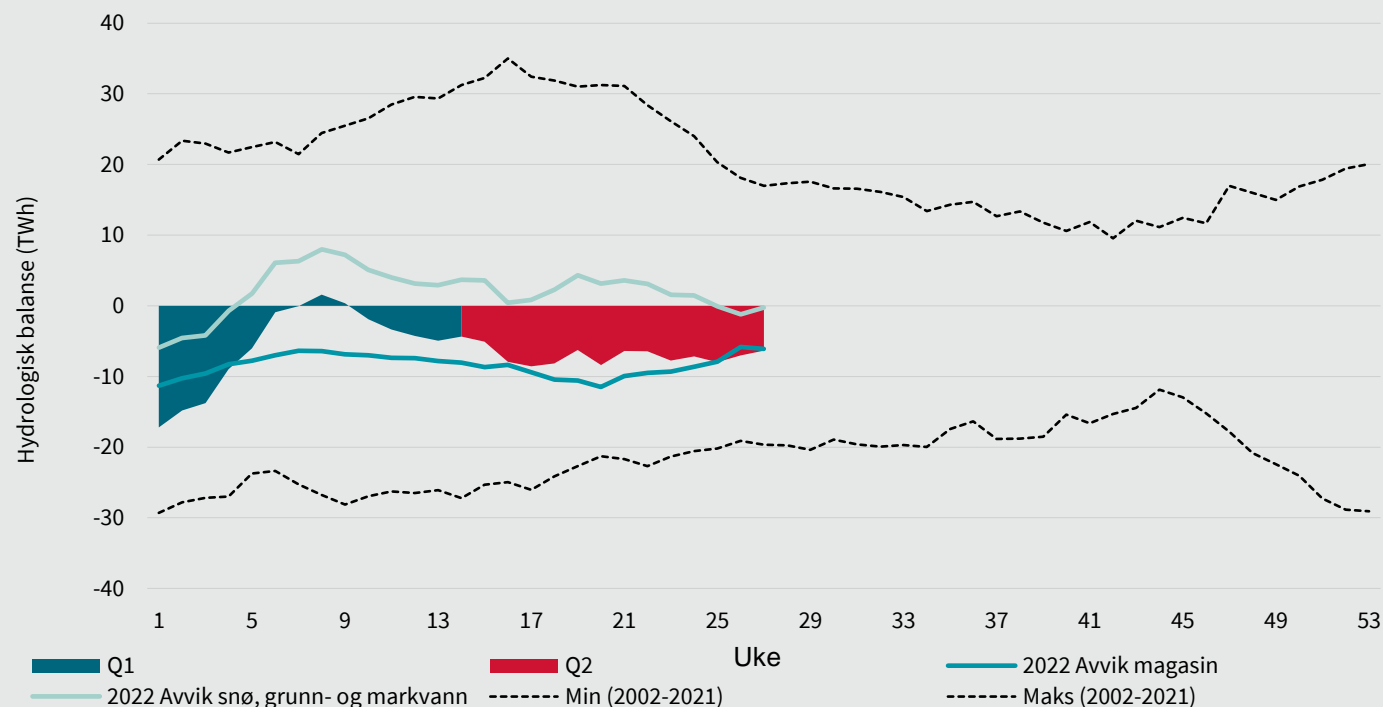


# Vær og hydrologi | Hydrologisk balanse

## Hydrologisk underskudd gjennom kvartalet

Ved inngangen av kvartalet hadde Norge et hydrologisk underskudd på 4,4 TWh. Underskuddet skyldes at magasinutfyllingen var 8,1 TWh lavere enn medianen for årstiden. Avviket i snø, grunn og markvann var positivt på 3,7 TWh. Det var sørlige Norge som hadde en svak ressurssituasjon, med både magasinutfylling og snø under normalen for årstiden. I Midt- og Nord-Norge var den hydrologiske balansen sterkere med mer snø enn normalt. Underskuddet økte noe gjennom kvartalet og ved utgangen av kvartalet hadde Norge et hydrologisk underskudd på 7 TWh.

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/>



TWh	Inngang Q2	Utgang Q2
Avvik magasin	-8,1	-5,8
Avvik snø, grunn- og markvatn	3,7	-1,2
Hydrologisk balanse	-4,4	-7,0



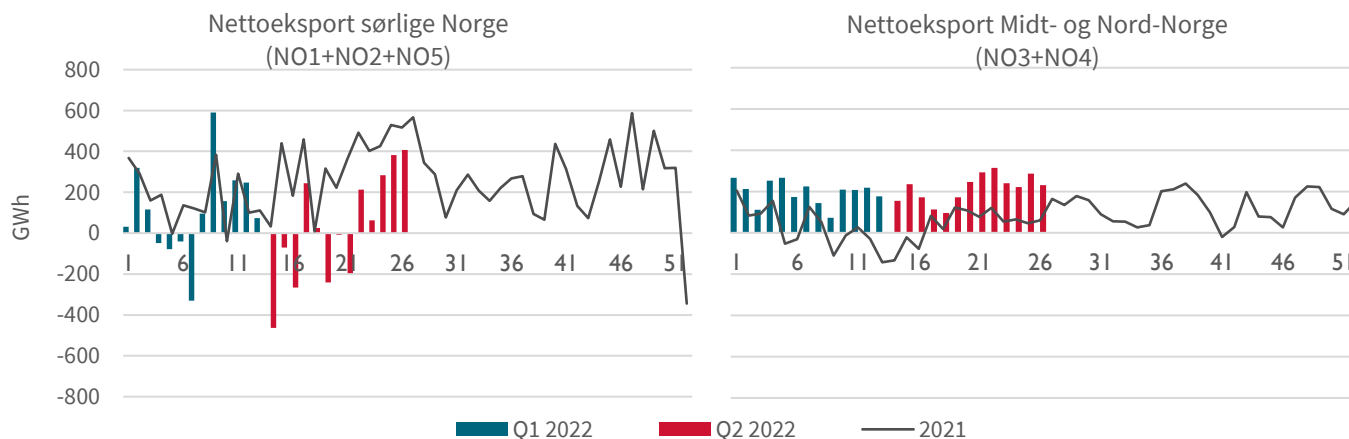
# Kraft | Produksjon og forbruk

## Lavere produksjon i sør og høyere i nord

Norsk kraftforbruk falt med 4 prosent sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor. Det var i sørlige Norge (NO1, NO2, NO5) at forbruket falt, mens det økte i Midt- og Nord-Norge (NO3, NO4). I Sørøst- og Sørvest-Norge (NO1 og NO2) falt forbruket med 9 prosent sammenliknet med samme kvartal i fjor. Dette skyldes i stor grad at temperaturene var høyere enn i fjor og at man derfor trengte mindre forbruk til oppvarming. Betraktelig høyere priser i sør enn tilsvarende kvartal i fjor kan også ha bidratt til lavere forbruk til tross for strømstøtteordningen. I april og mai var forbruket i sør lavt for sesongen når vi sammenliknet med de siste 5 årene, mens det i juni lå noe høyere. I Nord-Norge økte forbruket sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor. Dette henger sammen med at det i større grad var kaldere enn normalt, noe som gir mer forbruk til oppvarming.

Kraftproduksjonen i Norge i andre kvartal var også lavere enn tilsvarende kvartal i fjor. I likhet med forbruket, falt produksjonen i sør, mens produksjonen økte i Midt- og Nord-Norge. Lavere forbruk og fyllingsgrad godt under medianen er viktige årsaker til nedgangen i produksjonen i sør. I perioder med mye produksjon fra vind og solkraft i blant annet Tyskland kunne vannkraftprodusentene regulere ned vannkraftproduksjonen, og en større andel av forbruket ble dekket av import. Som vist i figuren på neste siden varierte produksjonen i sør mye avhengig av produksjonsmiksen i landene sørlige Norge har handelsforbindelse til. I både Midt- og Nord-Norge økte produksjonen med 25 prosent sammenliknet med andre kvartal i fjor. Dette skyldes i stor grad en svært god ressursituasjon med magasinfylling nærmere eller over medianen, og mye snø i fjellet. I tillegg hadde begge prisområdene mer vindkraftproduksjon sammenliknet med tidligere år. I Midt-Norge var vindkraftproduksjonen dobbelt så høy som tilsvarende kvartal i fjor.

Norge hadde en nettoeksport på 3 TWh i andre kvartal i år, noe som er 1,5 TWh lavere en tilsvarende kvartal i fjor. Nedgangen skyldes mindre nettoeksport fra Sør-Norge. I løpet av andre kvartal hadde de sørlige prisområdene en samlet nettoeksport på 0,2 TWh, mot 4,1 TWh i fjor. I likhet med første kvartal hadde Midt- og Nord-Norge samlet nettoeksport hver uke gjennom andre kvartal.



Produksjon (TWh)	Q2 2022	Q2 2021	Endring TWh	Endring %
Norge	32,8	35,5	-2,7	-8 %
NO1	3,5	4,9	-1,4	-29 %
NO2	9,7	13,2	-3,5	-27 %
NO3	6,8	5,4	1,4	25 %
NO4	7,0	5,6	1,4	25 %
NO5	5,9	6,5	-0,6	-9 %

Forbruk (TWh)	Q2 2022	Q2 2021	Endring TWh	Endring %
Norge	29,9	31,0	-1,1	-4 %
NO1	6,9	7,5	-0,7	-9 %
NO2	8,2	9,0	-0,8	-9 %
NO3	6,5	6,5	0,0	0 %
NO4	4,5	4,2	0,4	9 %
NO5	3,8	3,9	-0,1	-1 %

Nettoeksport (TWh)	Q2 2022	Q2 2021
Norge	3,0	4,5
NO1	-3,4	-2,7
NO2	1,5	4,2
NO3	0,3	-1,0
NO4	2,5	1,4
NO5	2,1	2,6

\* Produksjon og forbruk er foreløpig tall og kan avvike fra faktisk. Endelig tall for Norge blir publisert av SSB.

<https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>

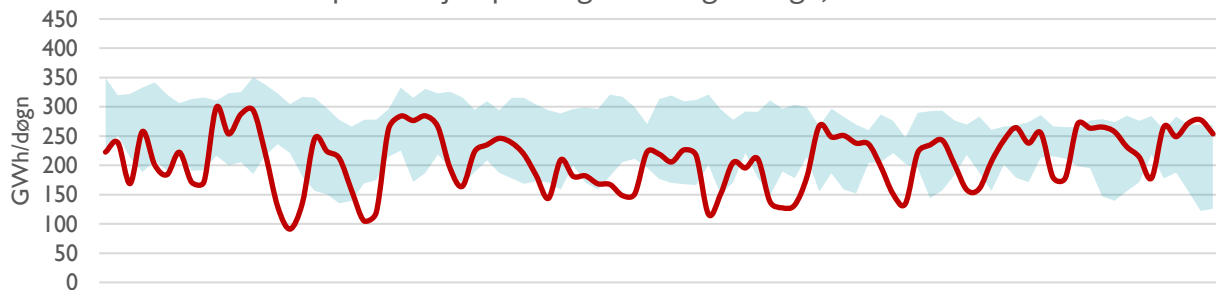
# Kraft | Produksjon og forbruk per dag gjennom kvartalet

## Stor variasjon i sør og vedvarende høy i nord

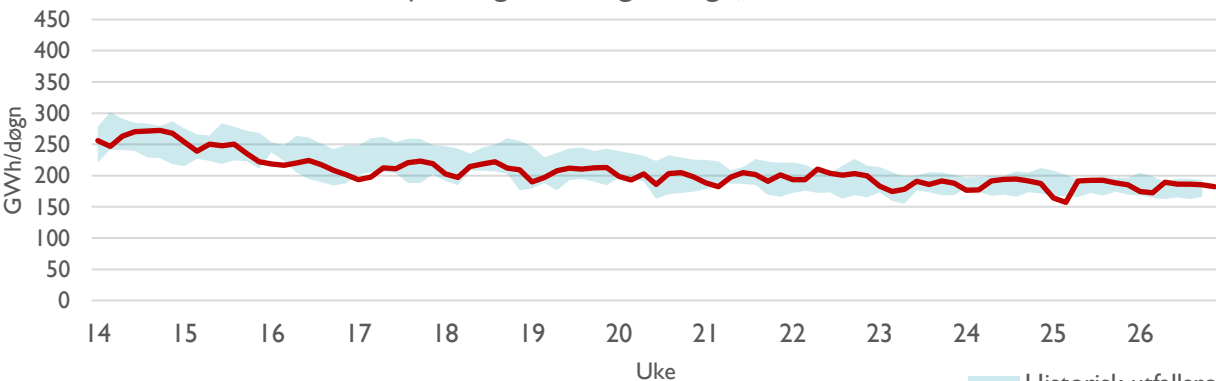
Figurene under viser produksjon og forbruk per dag i rødt og historisk utfallsrom for årene 2015-2021 i blått. Figurene til venstre viser prisområdene Sørøst-, Sørvest- og Vest-Norge (NO1, NO2 og NO5) samlet, heretter omtalt som sørlige Norge. Figurene til høyre viser Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) 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. 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. For å redusere flomfare har man opprettholdt et høyt produksjonsnivå for at ikke magasinene skal bli overfylt.

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. I flere perioder var kraftproduksjon under det historiske utfallsrommet. Totalt for kvartalet var produksjonen 13 prosent lavere enn gjennomsnittet de siste fem årene. Sammenlignet med tall tilbake til 2011 er det kun 2019 og 2011 som har hatt lavere kraftproduksjon gjennom andre kvartal. Til sammenlignet var andre kvartal 2021 rekordhøyt for kvartalet.

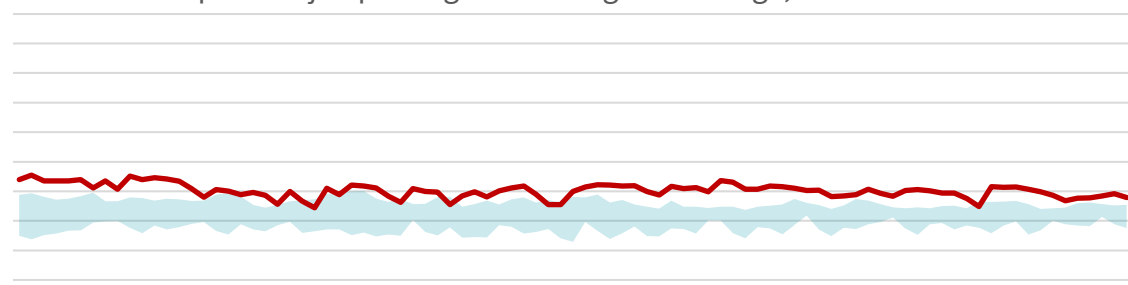
Kraftproduksjon per dag for sørlige Norge, 2. kvartal



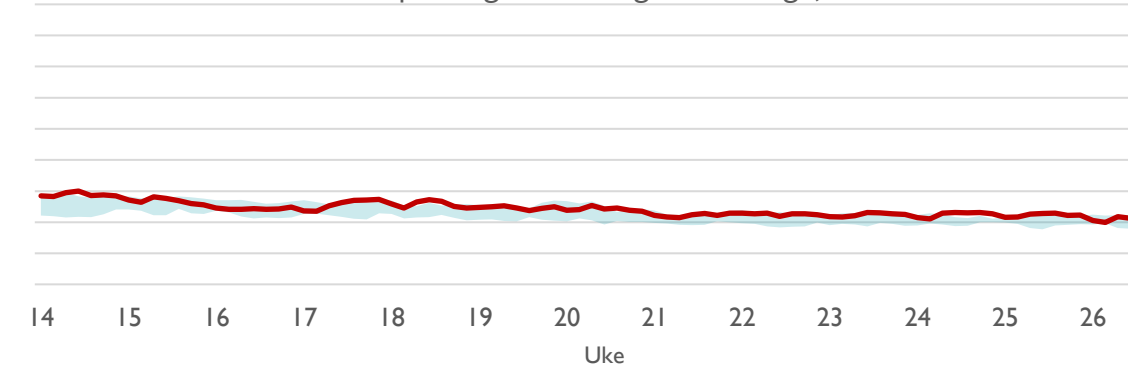
Kraftforbruk per dag for sørlige Norge, 2. kvartal



Kraftproduksjon per dag for Midt- og Nord-Norge, 2. kvartal



Kraftforbruk per dag for Midt og Nord-Norge, 2. kvartal



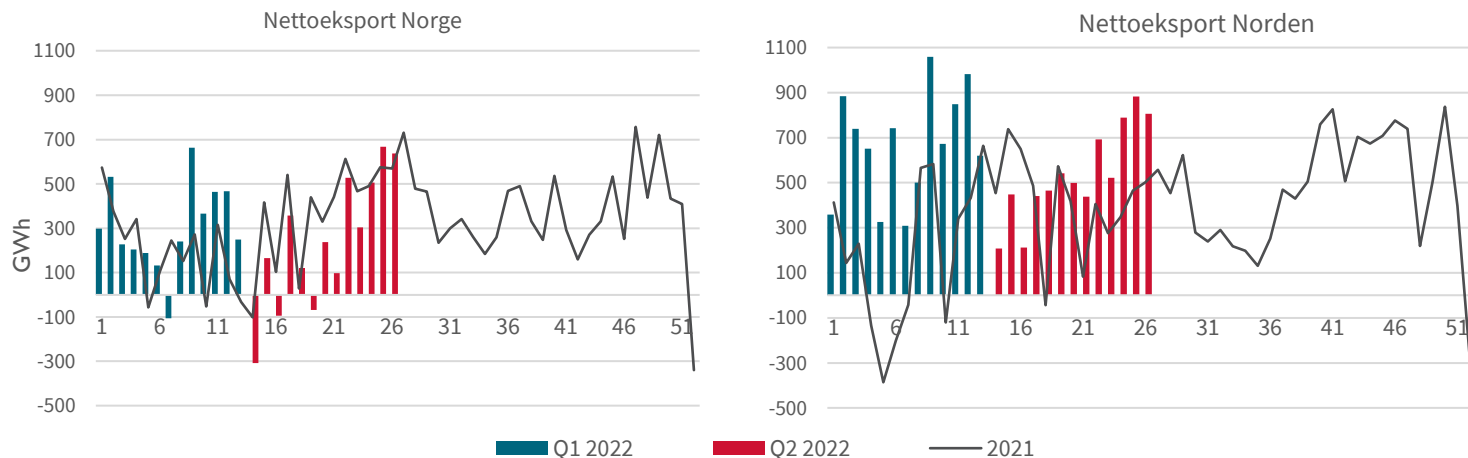
# Kraft | Produksjon og forbruk for Norden

## Høy nettoeksport fra Norden

Forbruket i alle de nordiske landene falt sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor, og totalt for Norden var forbruket 3 prosent lavere. Forbruksnedgangen må ses i sammenheng med høyere temperaturer enn tilsvarende periode i fjor

Det ble produsert nær 94 TWh kraft i Norden, en liten nedgang fra tilsvarende kvartal i fjor. Nedgang i nordisk produksjon skyldes en nedagen i Norge, de andre nordiske landene hadde litt høyere produksjon sammenliknet med i fjor. Alle de nordiske landene opplevde en økning i vindkraftproduksjonen, men i Norge var nedgangen i vannkraftproduksjon større enn økningen i vindkraft, som ga en nedgang i total produksjon over kvartalet.

Norge var nettoimportør av kraft i enkelte uker i starten av kvartalet. Dette var en periode hvor magasinene lå relativt lavt før snøsmeltingen. Samtidig var det en økning i vindkraft og solkraftproduksjonen i Tyskland. I juni, da tilsiget fra snøsmeltingen kom og vindkraftproduksjonen i naboland falt, økte nettoeksporten fra Norge. Norden hadde en nettoeksport på 3,0 TWh i andre kvartal, en økning på 1,5 TWh fra tilsvarende kvartal i fjor. Nettoeksporten økte fra Sverige, i tillegg hadde Finland og Danmark lavere nettoimport. Sverige hadde den høyeste nettoeksporten på 8 TWh, 1,3 TWh høyere enn andre kvartal i fjor. Lavere forbruk og mer vindkraft er viktige årsaker til økningen i nettoeksport i Sverige. Lavere forbruk og mer vindkraftproduksjon er også viktige årsaker til at nettoimporten til Danmark og Finland falt. I likhet med første kvartal var det nettoeksport alle ukene gjennom kvartalet for Norden.



Produksjon (TWh)	Q2 2022	Q2 2021	Endring TWh	Endring %
Norge	32,8	35,5	-2,7	-8 %
Sverige	38,3	38,0	0,3	1 %
Danmark	7,0	6,8	0,2	4 %
Finland	15,5	14,8	0,6	4 %
Sum Norden	93,6	95,1	-1,5	-2 %

Forbruk (TWh)	Q2 2022	Q2 2021	Endring TWh	Endring %
Norge	29,9	31,0	-1,1	-4 %
Sverige	30,3	31,2	-0,9	-3 %
Danmark	8,2	8,6	-0,4	-4 %
Finland	18,3	18,8	-0,5	-3 %
Sum Norden	86,6	89,6	-3,0	-3 %

Nettoeksport (TWh)	Q2 2022	Q2 2021	Endring TWh
Norge	3,0	4,5	-1,6
Sverige	8,0	6,7	1,3
Danmark	-1,1	-1,8	0,6
Finland	-2,8	-4,0	1,2
Sum Norden	7,0	5,5	1,5

\* Produksjon og forbruk er foreløpig tall og kan avvike fra faktisk. Endelig tall for Norge blir publisert av SSB.

<https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>



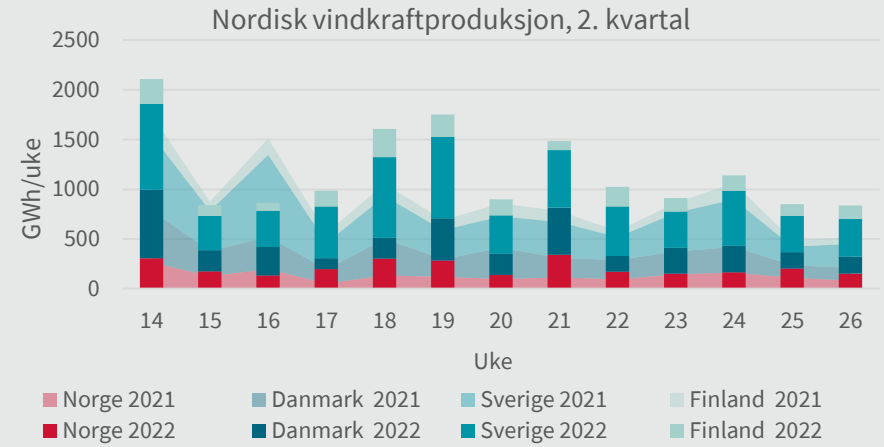
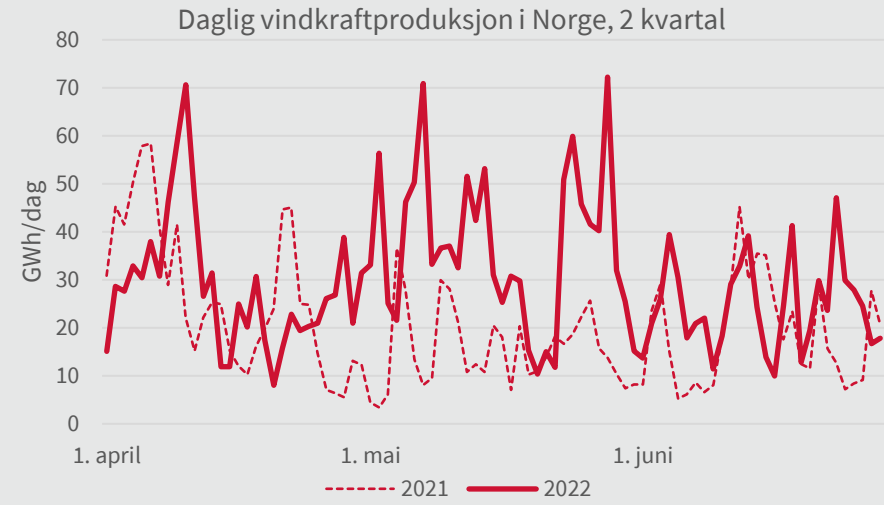
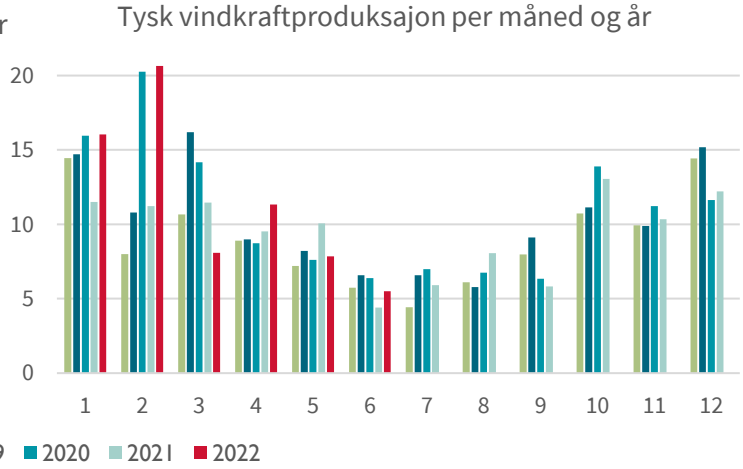
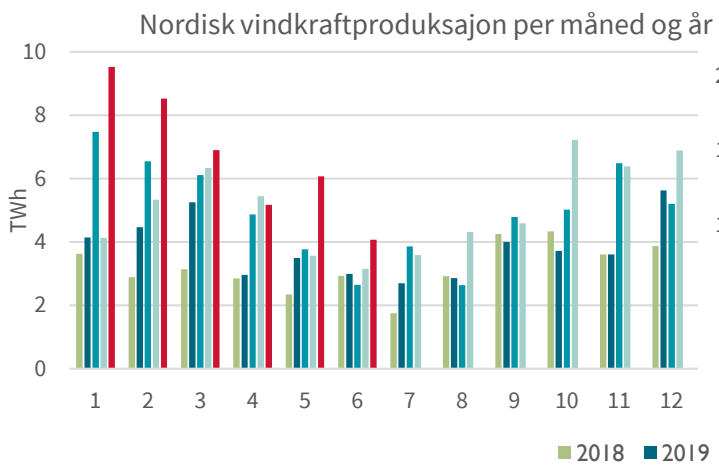
# Kraft | Vindkraft

## Økt vindkraftproduksjon i hele Norden

Vindkraft stod for 2,7 TWh av norsk produksjonen i andre kvartal, noe som tilsvarer ca. 8 prosent av den totale kraftproduksjonen over kvartalet. Dette er en økning på 0,9 TWh sammenliknet med andre kvartal i fjor. Over halvparten av økningen skyldes en økning i Midt-Norge (NO3), hvor vindkraftproduksjonen økte med nesten 0,6 TWh.

Vindkraftproduksjonen økte også i de andre nordiske landene i andre kvartal sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor. Produksjonen fra vindkraft var omtrent 15 TWh i andre kvartal i Norden, og stod for 16 prosent av kraftproduksjonen. Det var spesielt i mai at vindkraftproduksjonen var høyere enn i fjor. Økning i vindkraftproduksjon var størst i Sverige, hvor produksjonen økte med 1,3 TWh fra i fjor. Økt vindkraftkapasitet fra året før er en viktig årsak til økningen i produksjon fra vindkraft.

I Tyskland var vindkraftproduksjonen høyere enn tidligere år i april. Vi ser ofte at perioder med mye vind kan ha stor effekt på både kraftpris og kraftflyt. I perioder med mye vindkraftproduksjon på kontinentet får Norge tilgang på rimelig kraft gjennom mellomlandsforbindelsene. Dette så vi blant annet i starten av kvartalet da sørlige Norge fikk enkelte uker med nettoimport.



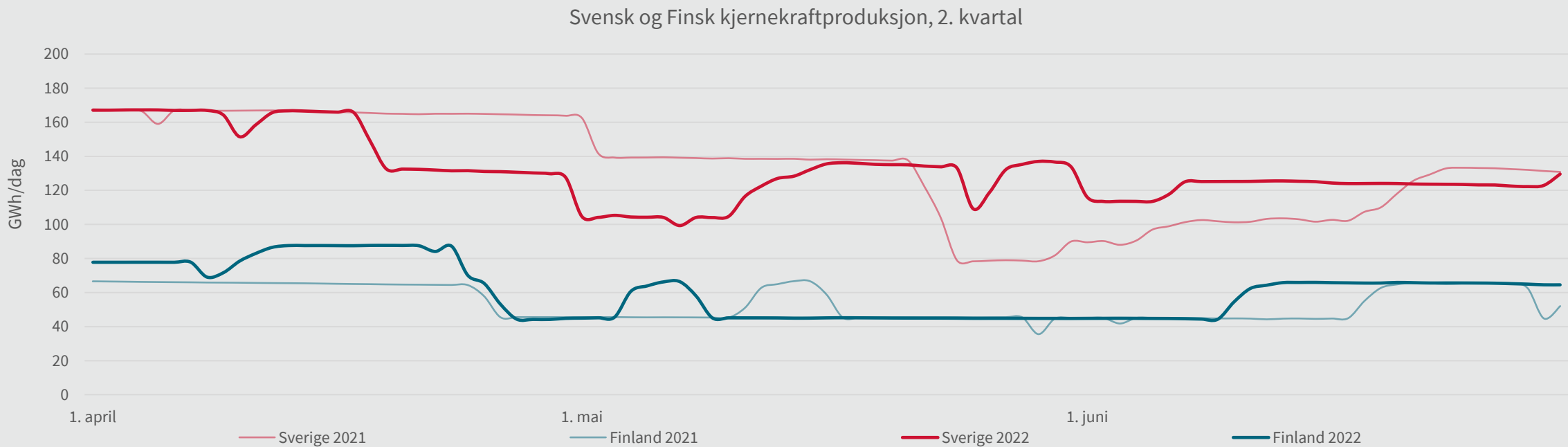
Vindkraftproduksjon 2. kvartal (TWh)	2022	2021
Norge	2,7	1,8
Danmark	3,7	3,3
Sverige	6,8	5,5
Finland	2,1	1,5
<b>Norden</b>	<b>15,3</b>	<b>12,1</b>

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

# Kraft | Kjernekraftproduksjon

## Vedlikehold og utsettelse av finsk kjernekraft

Kjernekraftproduksjonen i Norden i andre kvartal var på 17,5 TWh, omtrent samme nivå som tilsvarende kvartal i fjor. I andre kvartal starter vedlikeholdsesongen for kjernekraft. Derfor falt kraftproduksjonen fra kjernekraft i slutten av april i både Sverige og Finland. Olkiluoto 3 i Finland startet testproduksjon i mars i år og var planlagt å gradvis øke produksjonen fram til september, da det skulle være i full drift (1600 MW). En feil på den nye reaktoren i slutten av april gjorde derimot at testproduksjonen måtte stoppe opp. Ved utgangen av andre kvartal var testproduksjonen enda ikke gjenopptatt, og planlagt idriftsettelse med normal produksjon var blitt utsatt fra september til desember 2022. Utover denne feilen var det hovedsakelig planlagt vedlikehold som bidro til lavere produksjon fra kjernekraft i mai og juni.

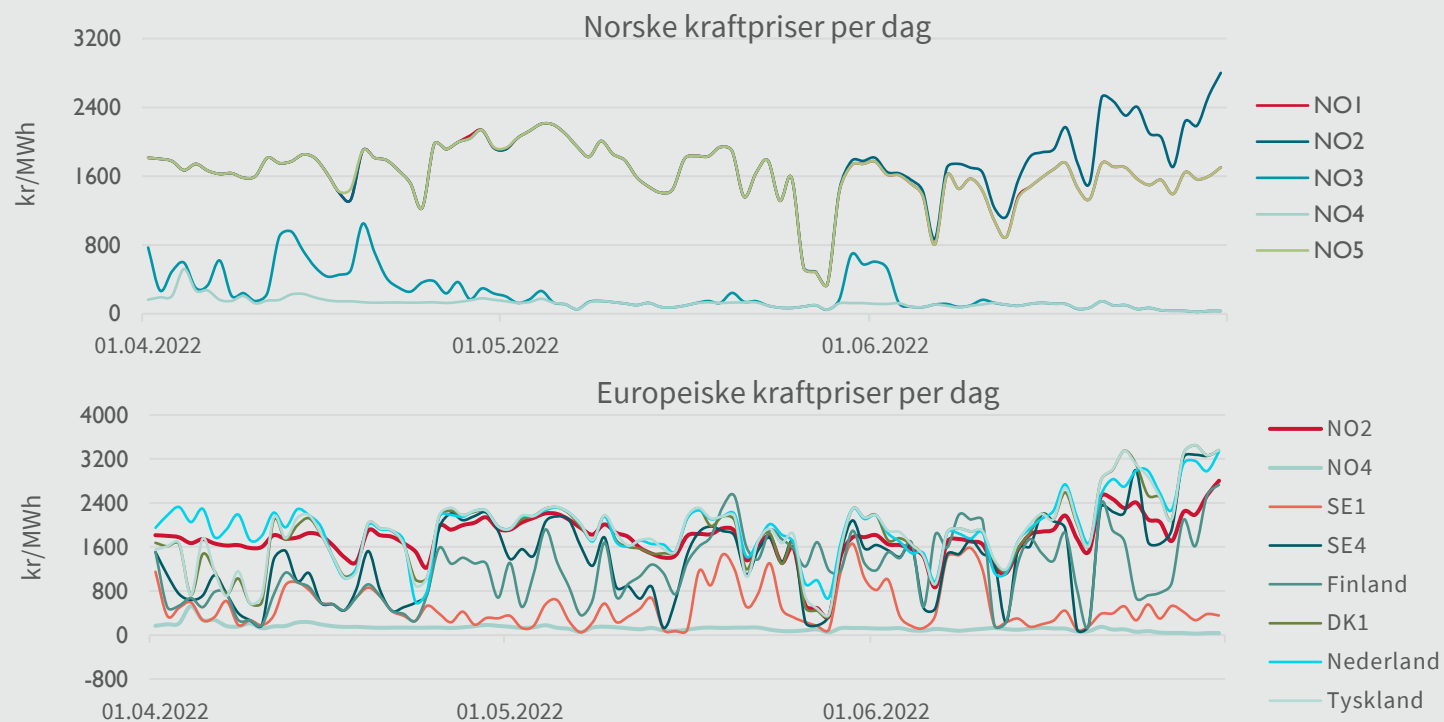


# Kraft | Kraftpriser

Kraftprisene i Sør-Norge (NO1, NO2, NO5) økte fra første kvartal i år. Gjennomsnittlig kraftpris i andre kvartal var 175 øre/kWh i Sørvest-Norge (NO2), og 163 øre/kWh i Sørøst- og Vest-Norge (NO1 og NO5). Kraftprisene i sør er de høyeste noen gang for ett kvartal, uavhengig tid på året. Lav magasinfylling og høye kraftpriser på kontinentet er viktige årsaker til prisøkningen. Vanligvis følger prisene i de tre sørlige prisområdene i Norge hverandre tett, men i store deler juni lå prisen i Sørvest-Norge høyere enn prisen i Sørøst- og Vest-Norge. En viktig årsak til dette er at alle utenlandsforbindelsene til kontinentet er plassert i Sørvest-Norge. Det ble oftere flaskehals i nettet fra Sørøst-Norge og Vest-Norge til Sørvest-Norge, og prisen i Sørvest-Norge ble høyere enn i resten av sørlige Norge.

I Midt-Norge var gjennomsnittet for kvartalet 24 øre/kWh. Dett er 13 prosent lavere en gjennomsnittet de siste fem årene. Nord-Norge hadde den laveste kraftprisen både i Norge og Nord-Europa på 12,5 øre/kWh i andre kvartal. Sterk hydrologisk balanse og flaskehals på overføringsforbindelsene ut av prisområdet, bidro til at Nord-Norge hadde så lav pris gjennom kvartalet. Midt-Norge fulgte i stor grad prisen i Midt-Norge, men fikk i perioder en del høyere pris enn Nord-Norge, spesielt i starten av kvartalet. Dette hadde ofte sammenheng med lite vindkraft i området, og at Midt-Norge fikk samme prisnivå som i Nord-Sverige (SE2) som ofte hadde en høyere kraftpris enn Midt- og Nord-Norge. Flaskehals ut av Nord-Norge gjorde at Nord-Norge ofte holdt seg på et lavt nivå da prisen i Midt-Norge økte.

Elspotpriser (kr/MWh)	Q2 2022	Q1 2022	Endring fra forrige kvartal	Q2 2021	Endring fra Q2 i 2021
NO1	1631	1498	9 %	50	3174 %
NO2	1752	1498	17 %	50	3424 %
NO3	241	202	19 %	61	294 %
NO4	125	191	-34 %	62	102 %
NO5	1632	1485	10 %	50	3176 %
SE1	517	240	115 %	90	475 %
SE2	519	240	116 %	90	478 %
SE3	1018	981	4 %	166	514 %
SE4	1387	1094	27 %	190	630 %
Finland	1187	902	32 %	248	380 %
DK1	1842	1547	19 %	208	786 %
DK2	1772	1458	22 %	242	632 %
Tyskland	1880	1825	3 %	223	743 %
Nederland	1962	2051	-4 %	230	751 %
Polen	1509	1338	13 %	441	242 %
Estland	1433	1317	9 %	317	353 %
Litauen	1698	1396	22 %	316	437 %
UK	1833	2376	-23 %	301	510 %





# Kraft | Kraftutveksling

## Nettoeksport på alle utenlandsforbindelser

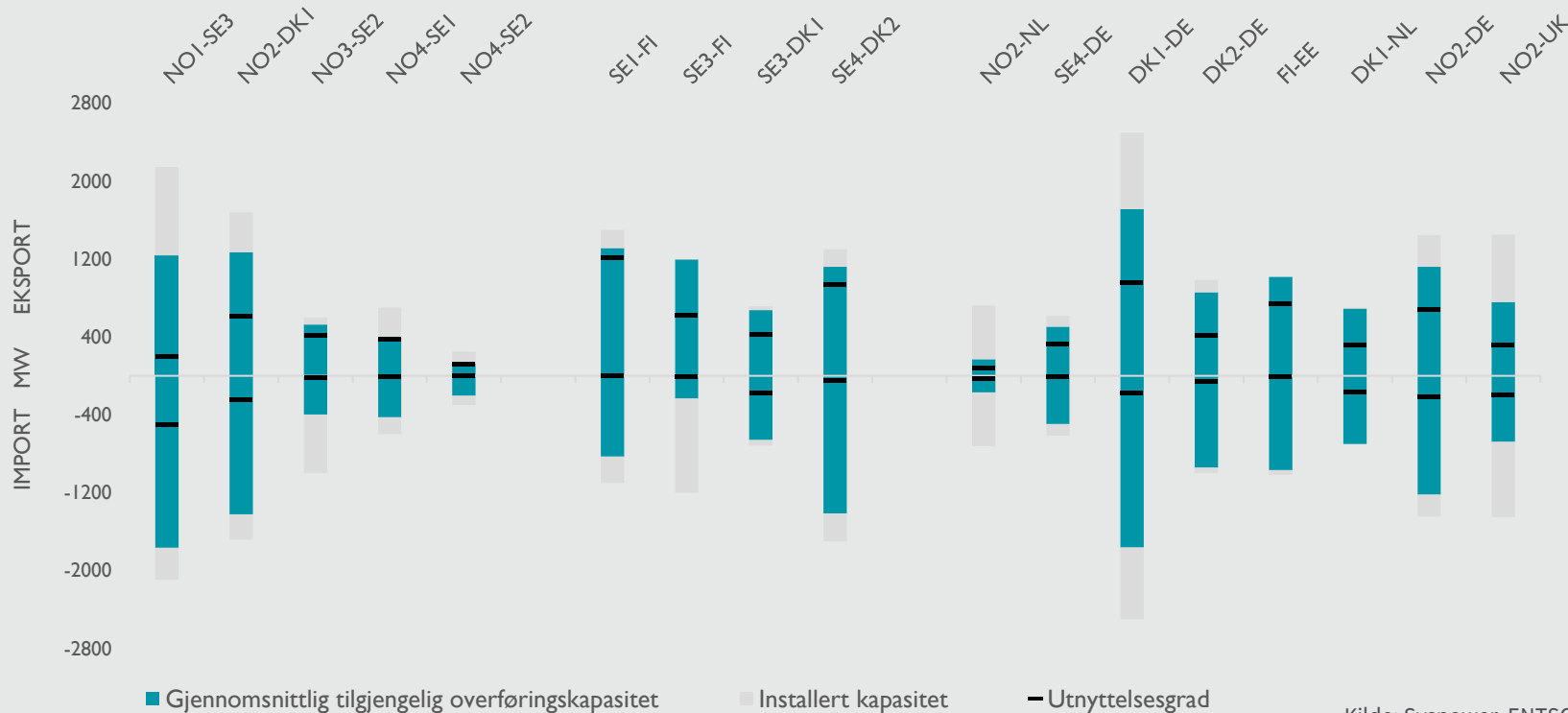
Den tilgjengelige eksportkapasiteten på mellomlandsforbindelsene mellom Norge og utlandet var på 61 prosent i andre kvartal. Dette er en nedgang fra 74 prosent i første kvartal i år. Den tilgjengelige importkapasiteten var på 63 prosent i andre kvartal, en nedgang fra 71 prosent i første kvartal. Mye av den tilgjengelige kapasiteten ble bruk til eksport i andre kvartal. Utnyttelsesgraden på tilgjengelig eksportkapasitet var på 60 prosent, mens den var 15 prosent på importsiden. Norge hadde en nettoeksport til alle naboland i løpet av første kvartal. Unntaket var Russland, hvor det ikke var noe flyt, etter at Statnett satt kapasiteten på forbindelsen til 0 i starten av mars i år. Forbindelsen var sjeldent i bruk og har bare en kapasitet på 50 MW. I andre kvartal i fjor var importen til forbindelsen 14,5 GWh, dvs. tilnærmet 0 TWh, i andre kvartal. De var mest eksport til Sverige i andre kvartal. 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). Mye snø i fjellet og mye tilsig gjennom snøsmeltingen 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 88 prosent gjennom kvartalet

Import og eksport til og fra Norge som helhet  
Enhet: TWh

	Import	Eksport	Nettoeksport
Tyskland	0,48	1,49	1,01
Nederland	0,07	0,18	0,12
UK	0,44	0,69	0,25
Danmark	0,53	1,33	0,80
Sverige	1,17	2,41	1,24
Finland	0,00	0,11	0,11
Russland	0,00	0,00	0,00

Tall er basert på markedskapasitet og markedsflyt, faktisk overføringskapasitet og flyt vil avvike noe.

Gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet i Norden Q2 2022



# Kraft | Kraftutveksling

## Feil ga begrenset kapasitet på NSL og NorNed

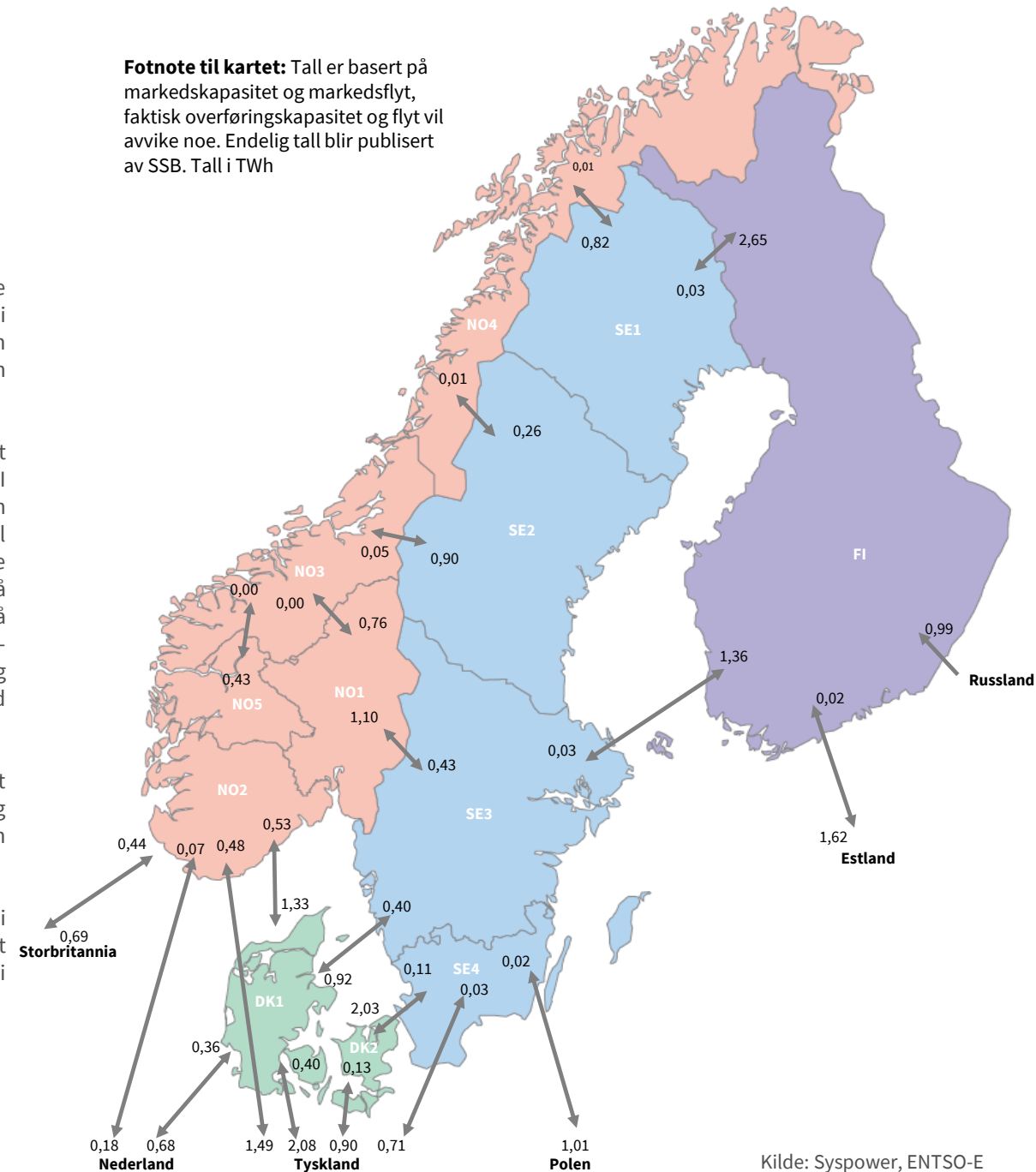
Forbindelsen mellom Norge og Nederland (NorNed) hadde begrenset kapasitet nesten hele andre kvartal. I midten av mars ble kapasiteten halvert etter en feil på Nederlands side, og i starten i mai ble forbindelsen ytterligere redusert til 0 MW. Ved utgangen av andre kvartal var forbindelsen fortsatt ute. Dette gjorde at det var lite utveksling med Nederland i andre kvartal, men av den kapasiteten som var tilgjengelig var det mer eksport enn import fra Norge.

North Sea Link (NSL) mellom Norge og Storbritannia opplevde også en feil i mars som gjorde at forbindelsen ble driftet på halv kapasitet (ca. 700 MW) gjennom store deler av andre kvartal. I midten av juni var feilen rettet, men det ble likevel svært sjeldent gitt full kapasitet på forbindelsen til markedet. I likhet med første kvartal, var importkapasiteten aldri høyere enn rundt 930 MW til tross for at installert kapasitet er ca. 1400 MW. Også eksportkapasiteten ble tidvis begrenset siste halvdel av juni, men mindre enn på importsiden. I løpet av kvartalet var det mer balansert flyt på den tilgjengelige kapasiteten på forbindelsen enn i første kvartal. Norge hadde en nettoeksport på 0,25 TWh til Storbritannia i løpet av kvartalet, mot 1,8 TWh i første kvartal. Tilgang på billigere LNG-gass fra USA, og begrenset kapasitet til å frakte gassen østover i Europa, bidro til at gass- og kraftprisen i Storbritannia i perioder var en del lavere enn i Sør-Norge og det ble uker med nettoimport av kraft på NSL.

Den dominerende retningen på forbindelsen mellom Norge og Danmark ble snudd to ganger i løpet av andre kvartal. Store deler av kvartalet var det mest kapasitet fra Danmark til Norge (1680 MW) og begrenset fra Norge til Danmark (1143 MW). Til tross for mest tilgjengelig kapasitet på importsiden gjennom kvartalet var det nettoeksport til Danmark i andre kvartal.

Mot slutten av april ble kapasiteten mellom Russland og Finland redusert fra 1400 til 900 MW, og i midten av mai ble kapasiteten på forbindelsen satt til 0. Finland er normalt nettoimportør av kraft fra Russland. På grunn av disse begrensingene var importen fra Russland til Finland 0,8 TWh lavere i andre kvartal i år sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor.

**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







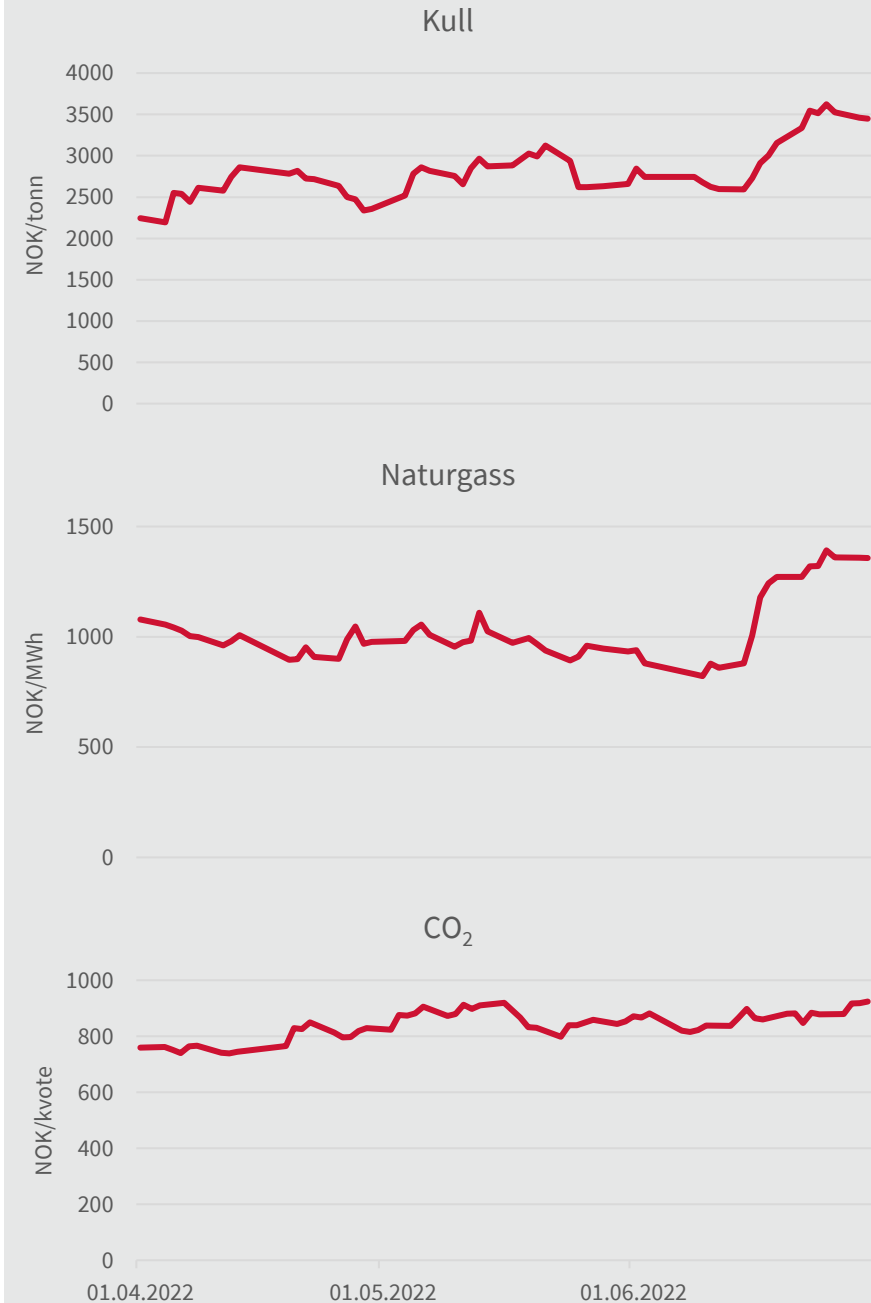
# Terminkontrakter | Brensel og CO<sub>2</sub>

## Kraftig økning i brenselpriser i juni

De to øverste figurene til høyre vises prisutviklingen for terminkontrakten for kull og gass med levering tredje kvartal 2022. Både kull- og gassprisen lå på et høyt nivå og økte gjennom andre kvartal i år. Vanligvis synker gassprisen inn mot sommeren når etterspørselen etter energi til oppvarming synker. Usikkerheten i energimarkedene etter Russlands invasjon av Ukraina er en viktig faktor for at brenselprisene likevel har holdt seg på et høyt nivå også inn mot sommeren. Den kraftige økningen i gass- og kullprisen i juni skyldes blant annet forventning om mindre LNG på markedet etter en ulykke på et LNG-anlegg i USA. I tillegg var det mye usikkerhet knyttet til leveranser av gass gjennom Nord Stream 1 mellom Russland og Tyskland. Alternativet til gasskraft er ofte kullkraft, så når gassprisen øker følger ofte kullprisen etter. Den kraftige økningen i brenselprisene i juni førte til at terminprisen på gass økte med 26 prosent i løpet av andre kvartal og terminprisen på kull med 53 prosent. Sammenliknet med utgangen av andre kvartal i 2021 var kullprisen 350 prosent høyere ved utgangen av andre kvartal i år. Tilsvarende tall for gassprisen er 300 prosent

Den nederste figuren viser prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter med levering i desember 2023. Prisen for CO<sub>2</sub>-kvoter har gjennom andre kvartal økt med 22 prosent, og var 924 kr/tonn ved utgangen av andre kvartal.

	Pris 01.04.2022	Pris 30.06.2022	Endring i kr	Endring i %
Kull(kr/tonn)	2247	3449	1202	53 %
Gass(kr/MWh)	1080	1358	278	26 %
CO <sub>2</sub> -kvote (kr/tonn)	759	924	165	22 %



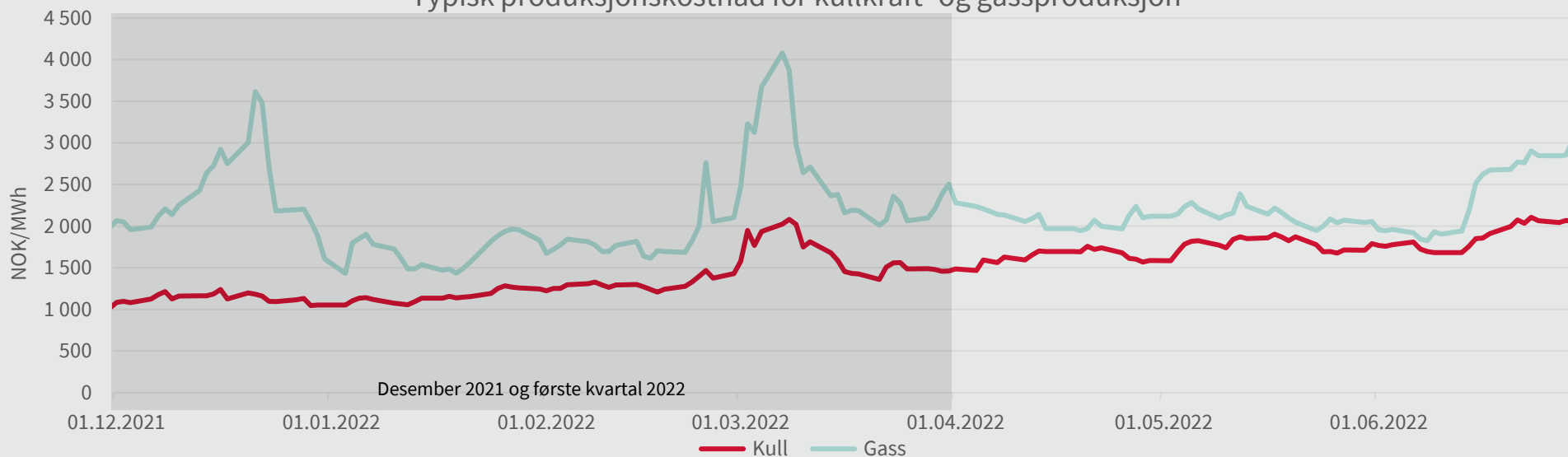
# Kraft | Brensel og CO<sub>2</sub>-kvoter

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.

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. Utover kvartalet holdt gassprisen seg relativt stabil, men fortsatt på et svært høyt nivå. Normalt faller gassprisen utover våren og mot sommeren. Dette skyldes mildere vær og mindre behov for gass til både oppvarming og kraftproduksjon. Denne delen av året er også når gasslagrende i Europa fulles opp. Da disse allerede var på et lavere nivå enn tidligere år var det stor etterspørsel for gass til å fylle gasslagrende. EU krav om minimum fyllingsgrad til høsten har også økt etterspørselen og bidratt til at gassprisen har holdt seg på en høyt nivå inn mot sommeren.

Typisk produksjonskostnad for kullkraft- og gassproduksjon



\* Figuren under viser produksjonskostnad for kullkraft- og gasskraftproduksjon basert på løpende brensel- og CO<sub>2</sub>-kvotepris gjennom 2021. Tall for produksjonskostnaden er kun en indikator. Ulike kraftverk vil ha ulik virkningsgrad og brensel- og driftskostnader. Faktisk kostnad for kraftproduksjon kan derfor variere fra kraftverkene.

**Gassproduksjon:**  
 Brenselsfaktor: 1 (MWh/MWh gass)  
 Utslippsfaktor: 0,2 (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 Virkningsgrad: 54 (prosent)

**Kullkraft:**  
 Brenselsfaktor: 6,69 (MWh/tonn kull)  
 Utslippsfaktor: 0,34 (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 Virkningsgrad: 34 (prosent)



# Terminkontrakter | Kraft

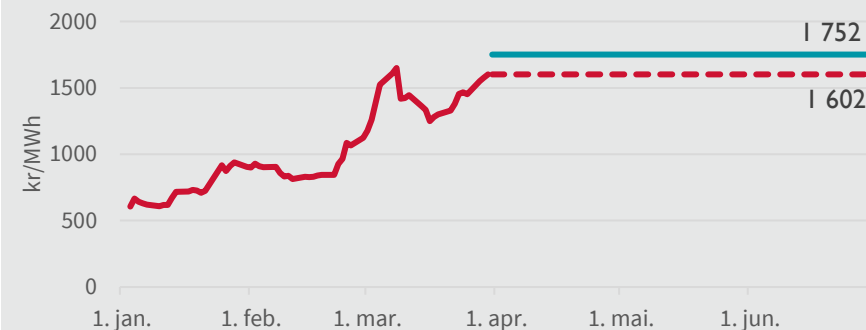
Prisen på en kraftkontrakt fram i tid (terminkontrakt) avspeiler markedets forventning om kraftprisen i en gitt tidsperiode i fremtiden. Figurene til høyre viser prisutviklingen (rød heltrukket) for terminkontraktene til områdepris for Sørvest-Norge (NO2), nordisk systempris og tysk kraft for andre kvartal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

Gjennom første kvartal økte terminprisen på kraft i Sør-Norge med rundt 1000 kr/MWh, tilsvarende 1 kr/kWh. Økningen i prisforventningene i Sør-Norge henger sammen med økte prisforventninger i landene Sør-Norge har handelsforbindelse til, blant annet Tyskland. Høye brenselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepris bidro til å øke kraftprisen i Europa. Dette ser vi også ved at terminprisen på tysk kraft økte fra 1631 kr/MWh til 2363 kr/MWh i løpet av kvartalet. Det er en økning på 45 prosent. At kontraktene for andre 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.

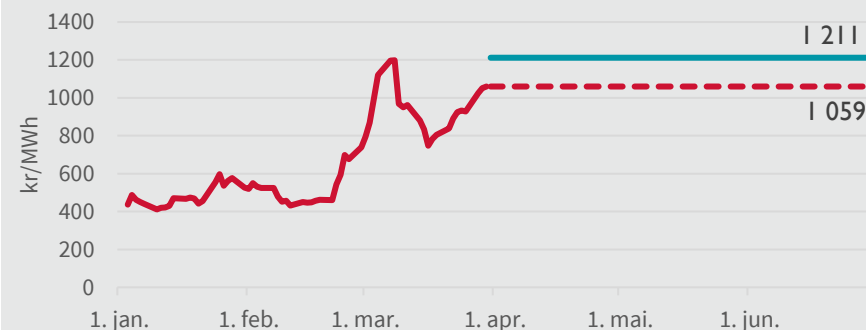
Basert på terminprisen siste handledag i første kvartal forventet markedet at kraftprisen i andre kvartal i Sørvest-Norge skulle bli 1602 kr/MWh. Faktisk kraftpris i Sørvest-Norge ble 1752 kr/MWh, 9 prosent høyere enn hva terminprisen stengte på.

\* For å finne en områdepris 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

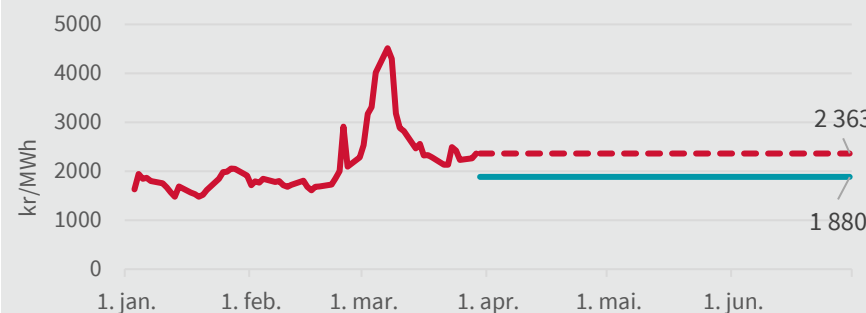
### Terminpris, Kristiansand kraftpris, for 2. kvartal 2022



### Terminpris, nordisk kraft, for 2. kvartal 2022



### Terminpris, tysk kraftpris, for 2. kvartal 2022



— Prisutvikling for terminkontrakt fram til siste handelsdag  
— Gjennomsnittlig kraftpris  
- - - Terminpris ved siste handelsdag

Kilde: Syspower, IHS



# Sluttbrukerpriser |

Figuren til høyre viser månedlig prisutvikling (øre/kWh) for variabelpris-, fastpris- og spotpriskontrakter de siste fem årene. Prisene i 2. kvartal fortsatte å ha store geografiske forskjeller. Spotprisavtaler i Sør-Norge forble dyrere enn det nasjonale gjennomsnittet for 1-årige fastpriskontrakter. I Nord-Norge fortsetter prisen på spotpriskontrakter å skille seg fra prisene på andre kontrakter og var billigst gjennom hele 2. kvartal, som det har vært siden 1. kvartal 2021. I januar og februar 2022 var variabelprisavtaler dyrere enn spotprisavtaler i Sør-Norge. Dette endret seg i 2. kvartal og prisen på spotprisavtaler ble høyere enn prisen på variabelprisavtaler.

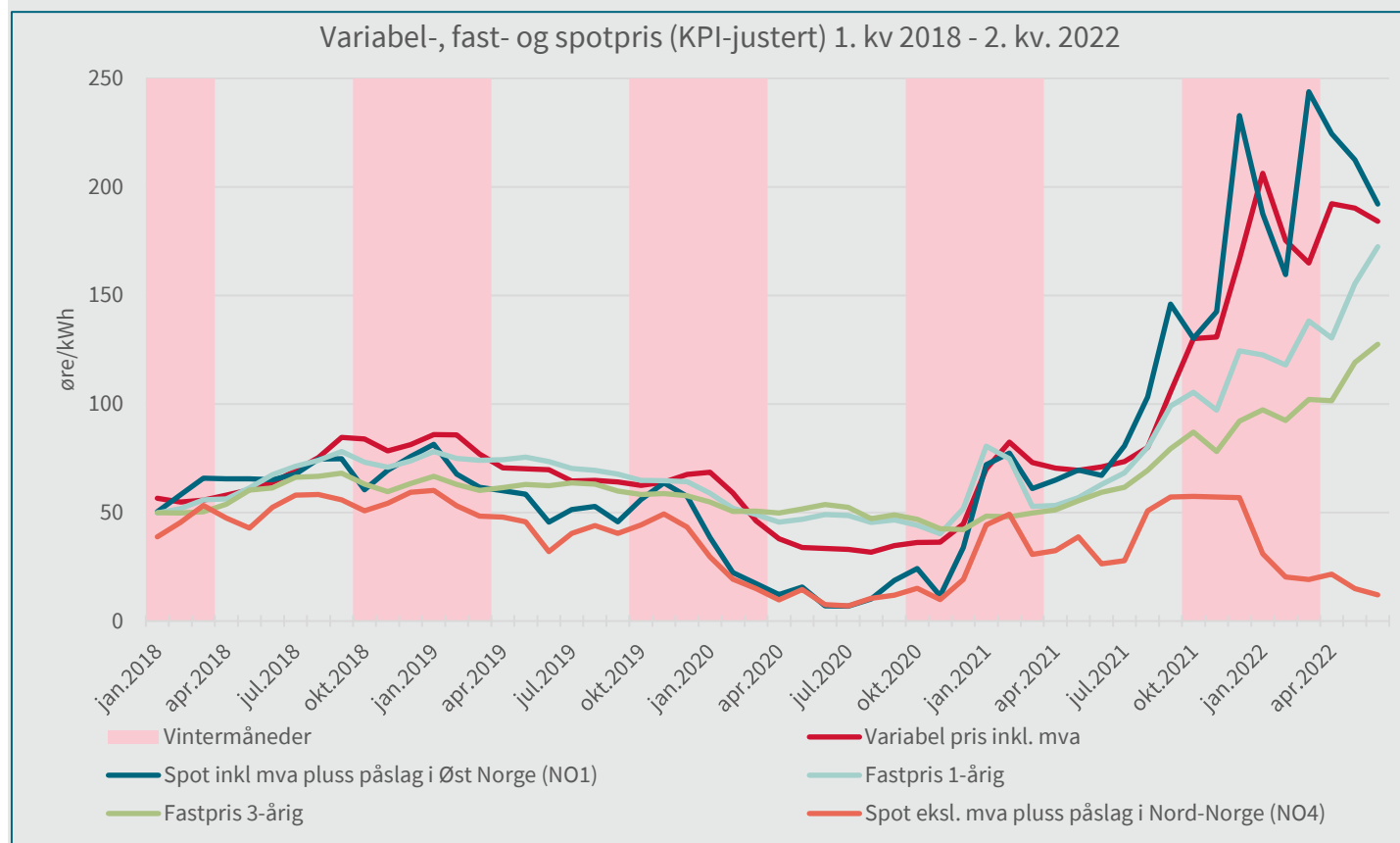
Tabellen viser gjennomsnittlig strømpris for ulike avtaletyper i husholdningsmarkedet i 2. kvartal 2022. De tre sørlige prisområdene var gjennomsnittsprisen på spotpriskontrakter omtrent 210 øre/kWh, en økning på 9 % fra 1. kvartal. Sammenlignet med 2. kvartal 2021 har prisen på spotpriskontrakter i de sydlige prisområdene omtrent tredoblet seg, mens prisen sammenlignet med 2. kvartal 2020 var 19 ganger dyrere.

I Nord-Norge var gjennomsnittsprisen omtrent 16 øre/kWh. Dette er en reduksjon på 29 prosent sammenlignet med kvartalet før, 47 prosent lavere enn 2. kvartal i fjor og 66 prosent høyere enn 2. kvartal 2020. I Midt-Norge var prisen for spotpriskontrakter omtrent 15 prosent høyere enn i 1. kvartal, 25 prosent lavere enn spotprisen i samme kvartal i 2021 og nesten en tredobling fra 2. kvartal 2020.

Prisen for variabelpriskontrakter var nesten tredoblet fra 2. kvartal 2021 og nesten femdoblet så høyt som prisen i 2. kvartal 2020.

Prisen for 1-årige fastprisavtaler økte med 27 prosent fra 1. kvartal 2022. Økningen sammenlignet med tidligere år er betydelig høyere, med en økning på 183 prosent sammenlignet med samme kvartal 2021 og 262 prosent sammenlignet med 2020. Prisen på 3-årige fastpriskontrakter har mer enn doblet seg sammenlignet med 2. kvartal 2021 og 2020.

Kilde: Nord Pool, Forbrukerrådet, NVE



Priser på kontrakter (i øre/kWh) (Ikke KPI-justert)	2. Kvartal 2022	Endring fra 1. kvartal 2022	Endring fra 2. kvartal 2021	Endring fra 2. kvartal 2020
Spotpriskontrakt i Sørøst-Norge (NO1)	208,2	17,1	145,2	197,6
Spotpriskontrakt i Sørvest-Norge (NO2)	223,5	32,4	157,5	212,9
Spotpriskontrakt i Midt-Norge (NO3)	34,7	4,6	-11,5	22,7
Spotpriskontrakt i Nord-Norge (NO4)	16,1	-6,6	-14,4	6,4
Spotpriskontrakt i Vest-Norge (NO5)	208,4	18,8	145,6	197,8
Variabelpriskontrakt	186,6	9,0	120,6	154,6
1-årig fastpriskontrakt	155,7	33,1	100,8	112,7
3-årig fastpriskontrakt	118,4	24,4	65,8	71,2

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 til høyre viser strømkostnader for 2. kvartal 2022 inkludert mva. for en typisk husholdningskunde med et årlig forbruk på 20 000 kWh, ekskludert nettleie. Tallene inkluderer ikke kompensasjon for høye strømpriser gitt i 2. kvartal. En forbruker i Sørøst-Norge har brukt ca. 5900 kr mer 2. kvartal 2022 sammenlignet med samme periode 2021. Sammenlignet med 2. kvartal 2020 er differansen mer, ca. 8000 kr. De geografiske forskjellene i spotprisen mellom de tre sørligste og de to nordligste prisområdene i 2. kvartal 2022 viser utslaget på forbrukerens kostnader. For forbrukere i Nord-Norge har strømkostnaden vært omtrent 7900 kr lavere enn i Øst-Norge.

Figuren viser hva en typisk husholdningskunde i Øst-Norge med variabelpris-, fastpris- og spotpriskontrakt betalte for strøm, avgifter og nettleie i 2. kvartal 2020, 2021 og 2022. Støtteordningen til husholdninger er inkludert, og ble i 2. kvartal utbetalt i de sydlige prisområdene (NO1, NO2 og NO5). Denne er beregnet ved å gange estimert forbruk for hver måned med støttesatsen satt av regjeringen for den respektive måneden. Les mer om støtteordningen på våre nettsider: Reguleringsmyndigheten (nve.no). Stønaden er lik for alle kontrakttyper.

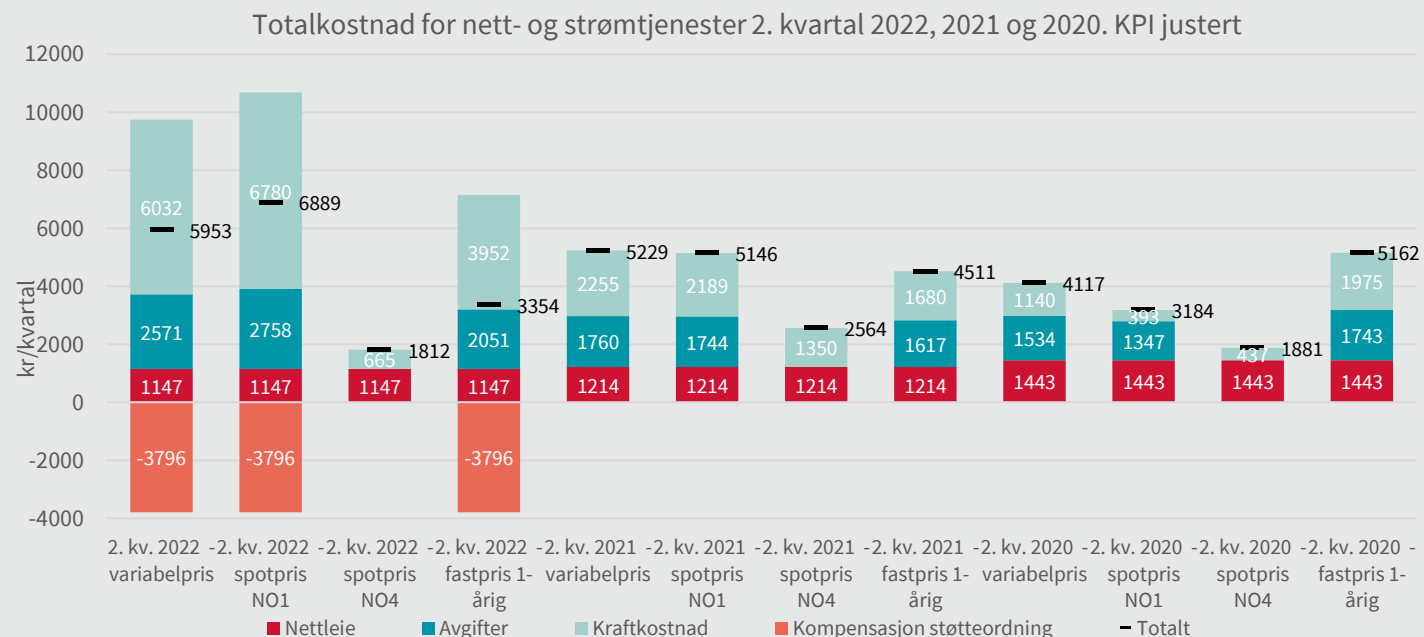
Totalkostnaden, inkludert stønad, for en forbruker med variabelpriskontrakt økte med 14 prosent i 2. kvartal 2022 sammenlignet med samme kvartal 2021, og med 45 prosent sammenlignet med 2. kvartal 2020. For en forbruker med fastpriskontrakt har totalkostnaden for 2. kvartal 2022 vært lavere enn de to foregående årene, grunnet kompensasjonsordningen. Sammenlignet med samme kvartal 2021 var kostnaden 17 prosent lavere, og 33 prosent lavere sammenlignet med samme kvartal 2020.

Endringene i sluttbrukers strømkostnad i 2. kvartal 2022 kommer i all hovedsak fra økte spotpriser og ikke fra endringer i avgifter og nettleie. Totalkostnaden for kunder i Sørøst-Norge med spotprisaftale var omtrent 6800 kr, en økning på 34 prosent fra samme kvartal 2021 og 116 prosent fra 2020. For kunder i Nord-Norge er avgiftene i figuren vist som null, fordi det i store områder i Nord-Norge ikke betales mva. eller elavgift på kraft. Totalkostnaden for en forbruker i Nord-Norge med spotpriskontrakt var omtrent 1800 kr, som var 29 prosent lavere enn samme kvartal 2021 og omtrent likt som i 2020.

Kroner per kvartal. 20 000 kWh årlig forbruk	Beregnet strømkost. 2. kv 2022	Beregnet strømkost. 2. kv 2021	Beregnet strømkost. 2. kv 2020	Differanse 2. kv 2022 og 2021	Differanse 2. kv 2022 og 2020
Øst-Norge (NO1)	8475	2573	449	5902	8026
Sørvest-Norge (NO2)	8982	2667	449	6315	8533
Midt-Norge (NO3)	1465	1893	495	-428	970
Nord-Norge (NO4)	665	1270	400	-605	265
Vest-Norge (NO5)	8483	2555	449	5929	8034
Variabelpris kontrakt	7540	2651	1303	4889	6237
1-årig fastpriskontrakt inngått uke 1*	4886	2873	2304	2013	2582
1-årig fastpriskontrakt inngått uke 40 foregående år*	4169	1674	2376	2495	1793

\* 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



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/>

Kilde: Nord Pool, Forbrukerrådet, NVE