

NVE

KRAFTSITUASJONEN

Tredje kvartal 2022



Oppsummering

I sørlige Norge (NO1, NO2, NO5) var kraftsituasjonen i tredje kvartal preget av lav magasinfylling, høye kraftpriser og lav kraftproduksjon. I Midt- og Nord-Norge var situasjonen den motsatte. Der var det i all hovedsak høy magasinfylling, høy kraftproduksjon og lave kraftpriser.

Fyllingsgraden¹ i Norge var under medianen for årstiden gjennom hele kvartalet. Lite snø i fjellet og lite tilsig i Sørøst- og Sørvest-Norge (NO1 og NO2) førte til at magasinene her lå under historisk minimum etter snøsmeltingen ved inngangen av tredje kvartal. Høy sparevilje blant produsentene ga lav produksjon fra magasiner som kan lagre vann til vinteren i sørlige Norge. Dette bidro til mindre bruk av regulert tilsig enn det som er vanlig for årstiden. Mot slutten av kvartalet kom det mer nedbør i Sørøst- og Sørvest-Norge, noe som bedret ressursituasjonen. I Midt- og Nord-Norge (NO3, NO4) var situasjonen en annen; mye tilsig fra snøsmelting og regn økte fyllingsgraden i Midt- og Nord-Norge kraftig i starten av kvartalet, og i Nord-Norge lå den over historisk maksimum i flere uker i tredje kvartal.

Både kraftproduksjon og forbruk falt i sørlige Norge i tredje kvartal i år sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor. Nedgangen var spesielt stor i Sørvest-Norge (NO2), hvor produksjonen nesten ble halvert. Kraftproduksjonen i sørlige Norge samlet var lavere enn tilsvarende kvartal de siste ti årene. Lav fylling og høye vannverdier i sør bidro til at det ofte ble importert kraft for å dekke deler av forbruket. Sørlige Norge var derfor nettoimportør av kraft i tredje kvartal i år. I Midt- og Nord-Norge økte derimot kraftproduksjon og forbruket sammenliknet med tredje kvartal i fjor. En god ressursituasjon, med mye vann i magasinene og mer vindkraft, ga høy produksjon og nettoeksport gjennom kvartalet.

For Norden som helhet økte kraftproduksjonen, hovedsakelig på grunn av mer vind- og kjernekraftproduksjon enn tilsvarende kvartal i fjor. I august startet testproduksjonen av det nye kjernekraftverket Olkiluoto 3 i Finland opp igjen og produksjonen økte gradvis gjennom siste del av kvartalet. Ved utgangen av september var produksjonen for første gang ved full kapasitet (1600 MW). Totalt i Norden ble det produsert 14,8 TWh vindkraft, hvilket var en økning på 2,3 TWh. Vindkraft utgjorde dermed nesten 17 prosent av kraftproduksjonen i Norden. I Norge ble det produsert 2,8 TWh vindkraft, og vindkraft stod for omtrent 10 prosent av total produksjon.

Med unntak av Nederland og Storbritannia var Norge nettoeksportør av kraft til naboland i tredje kvartal. Forbindelsen mellom Norge og Nederland (NorNed) var utilgjengelig hele kvartalet. Dette skyldes en feil på kabelen fra mars i år. Tilgjengeligheten på forbindelsen mellom Norge og Storbritannia (North Sea Link) var bedre i tredje kvartal enn i andre kvartal. Kapasiteten var likevel ofte lavere enn installert kapasitet i begge retninger, og begrensingene var i snitt større på importkapasiteten til Norge. Til tross for størst begrensinger på importsiden var Norge nettoimportør av kraft fra Storbritannia i tredje kvartal.

Kraftprisene i Norge var markant høyere i tredje kvartal i 2022 enn i tilsvarende kvartal i 2021. Den gjennomsnittlige kraftprisen for hele landet var på 195 øre/kWh, men det var store forskjeller mellom prisområdene. Sørvest-Norge (NO2) hadde den høyeste kvartalsprisen på 352 øre/kWh, mens Nord-Norge (NO4) hadde den laveste med 13,5 øre/kWh. Høy gasspris og lav fyllingsgrad i magasinene var viktige bidragsyttere til de høye kraftprisene i de sørlige prisområdene i Norge. Også ellers i Norden, på kontinentet og i UK var prisene høyere i år enn i tredje kvartal i 2021.

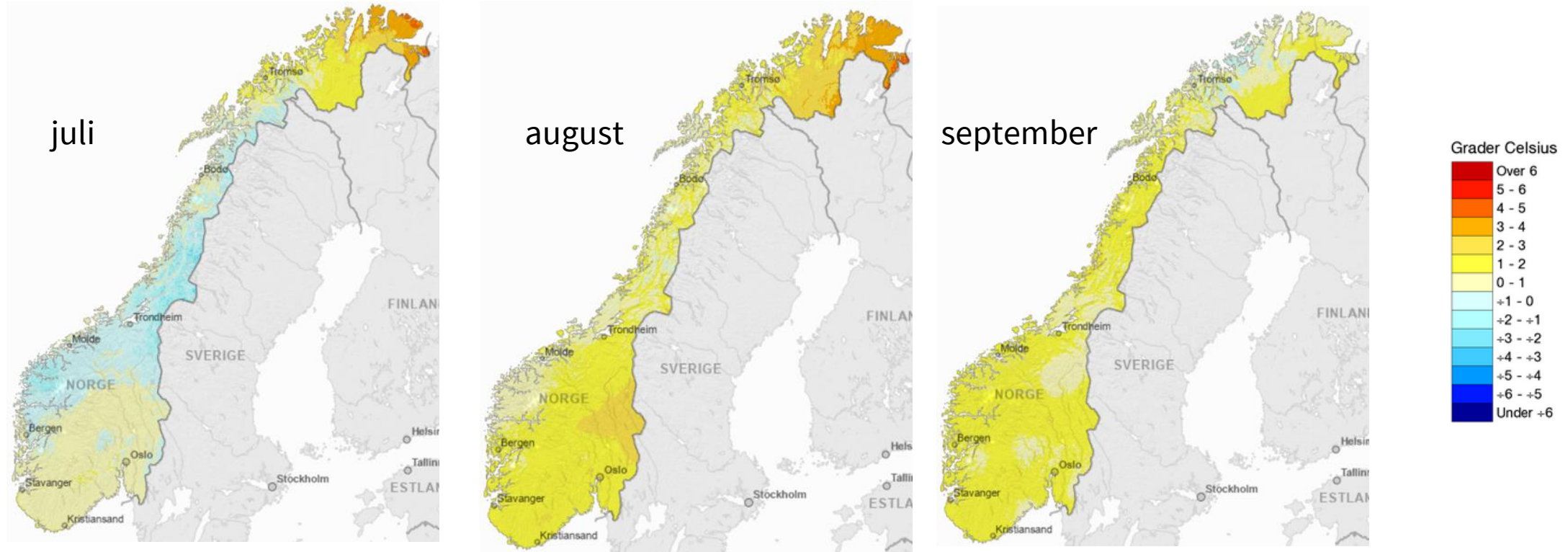
For en typisk husholdning på Østlandet med spotpriskontrakt ble den totale strømkostnaden² for tredje kvartal 2022 omtrent 5 600 kroner, inkludert fradrag ved kompensasjonsordning. Sammenliknet med samme kvartal 2021 er dette en økning på omtrent tre prosent, eller 156 kroner. Kompensasjonsordningen for husholdningskunder bidro til å dempe kostnadstrykket for husholdningene, uten kompensasjonsordning ville den totale strømkostnaden vært 13 300 kroner. Lave kraftprisene i Midt- og Nord-Norge gjorde at kostnader for husholdningsmarkedet var langt lavere enn de sørlige prisområdene. Her var heller ikke prisene høye nok til at den midlertidig kompensasjonsordning påvirket totalkostnaden. For en typisk husholdning i Nord-Norge var den totale strømkostnaden omtrent 1 500 kroner.

¹ Historisk maksimum, minimum og median er beregnet ut fra de siste 20 årene (2002-2021) om ikke annet er nevnt.

² Den totale strømkostnaden er basert på kostnader ved spotprisavtale for strøm og er inkludert avgifter og nettleie. Nord-Norge er fritatt merverdiavgift.

Vær og hydrologi | Temperatur

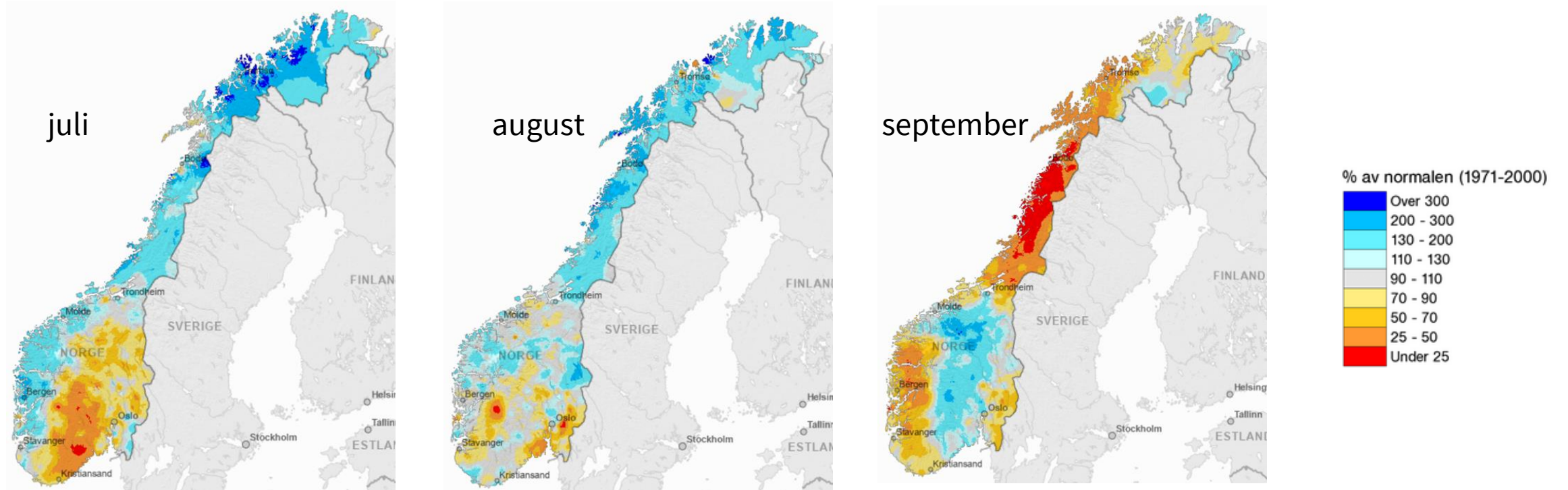
Relativt normale temperaturer



Kartene viser avvik fra midlere månedstemperatur (1971-2000) målt i grader celsius for juli, august og september 2022. I juli var månedstemperaturen for hele landet 0,3 °C under normalen, mens den i august var 0,8 °C over normalen og i september omkring normalen. De største positive avvikene har vært i deler av Finnmark med 3-4 °C over normalen både i juli og august.

Vær og hydrologi | Nedbør

Fra vått til tørt i nord og vest, fra tørt til vått i sørøst.



Kartene viser avvik fra midlere månedsnedbør (1971-2000) målt i prosent for juli, august og september 2022, mens teksten under sammenligner med perioden 1991-2020. For landet som helhet var månedsnedbøren 30 prosent over normalen i juli, 20 prosent over normalen i august og 15 prosent under normalen i september. I juli og august var det vått og til dels svært vått mange steder langs kysten fra Rogaland til Finnmark, mens store deler av Øst- og Sørlandet var tørt og til dels svært tørt. I september ble det tørt på store deler av Vestlandet og svært tørt i Nordland og Troms, mens det ble en nedbørrik måned i indre strøk av Sør-Norge.



Vær og hydrologi | Nedbør & tilsig

Lite tilsig i nesten alle prisområder

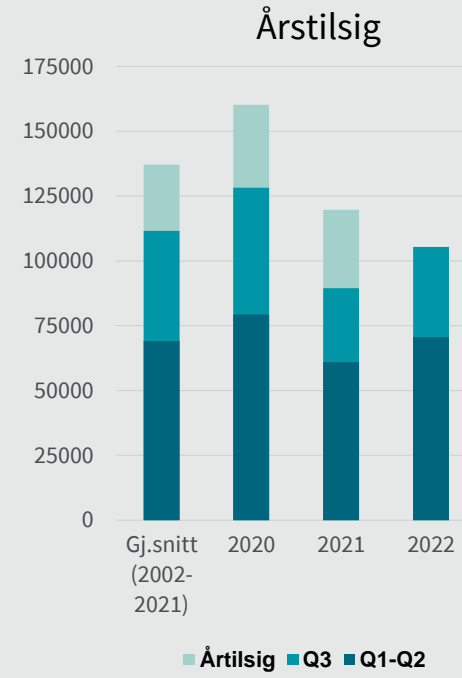
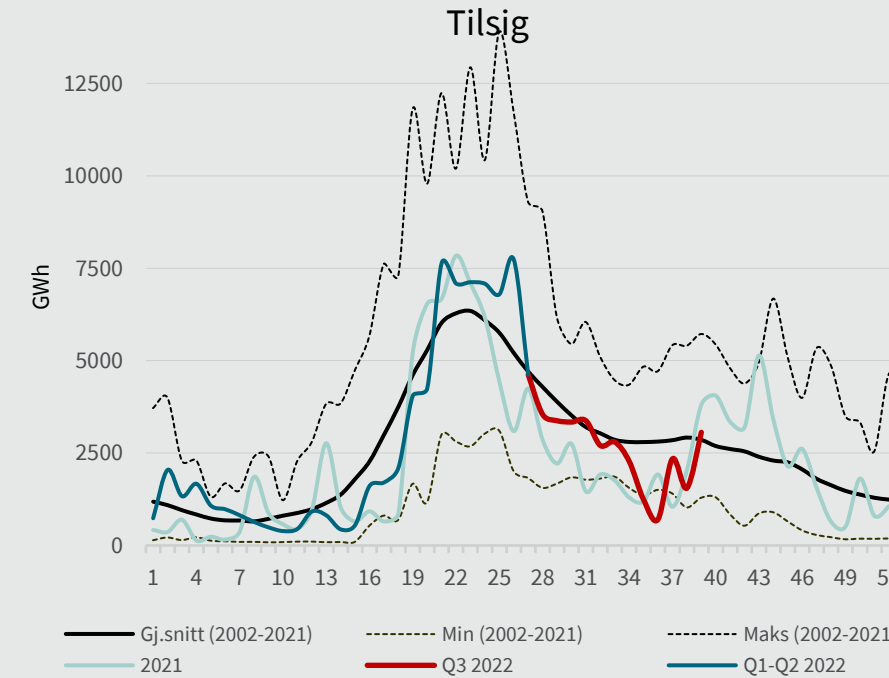
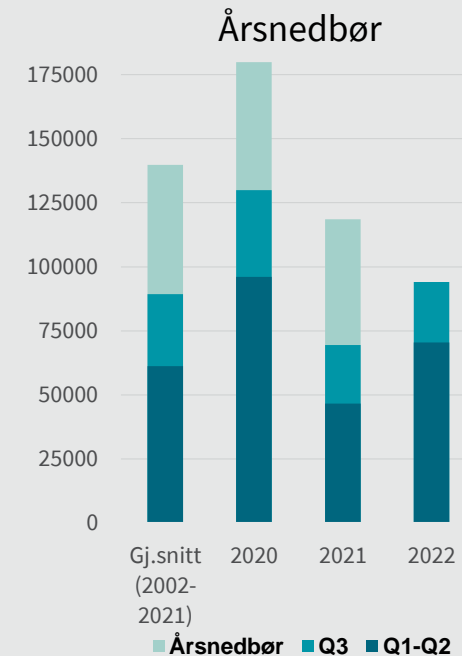
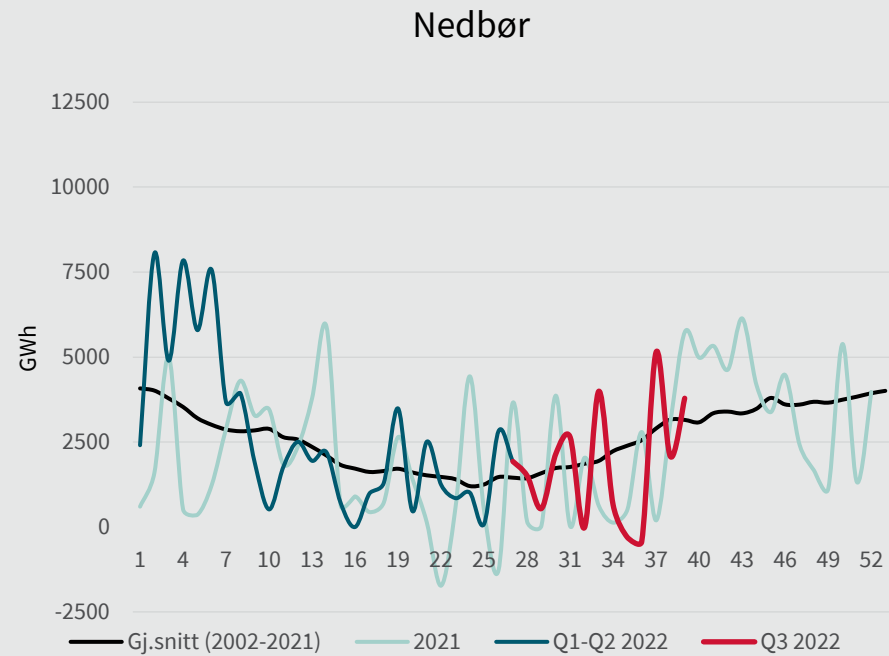
Til tross for enkelte uker med mye nedbør kom det 4,5 TWh mindre nedbør enn normalt i tredje kvartal i Norge. I tre uker var fordampingen større enn nedbøren for hele landet. Det var spesielt tørt i perioden fra slutten av august til midten av september.

Lite nedbør ga lavere tilsig enn normalt i alle prisområder, med unntak av Nord-Norge. I Sørøst-, Sørvest- og Midt-Norge (NO1, NO2 og NO3) var det kun én uke med tilsig over gjennomsnittet i tredje kvartal. Etter en våt juli i Vest-Norge (NO5) kom det en periode med lite nedbør i august og september, og tilsiget var under normalen de siste to månedene av kvartalet.

Vått vær i juli og august i Nord-Norge (NO4) ga mye tilsig. Selv om det var tørt i september ble tilsiget for tredje kvartal over gjennomsnittet i Nord-Norge.

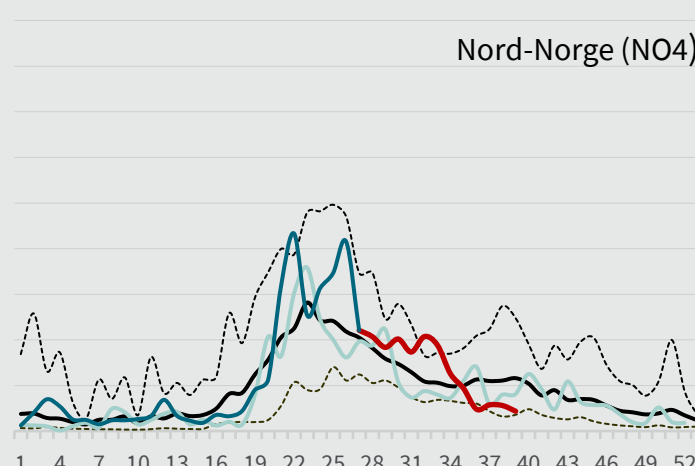
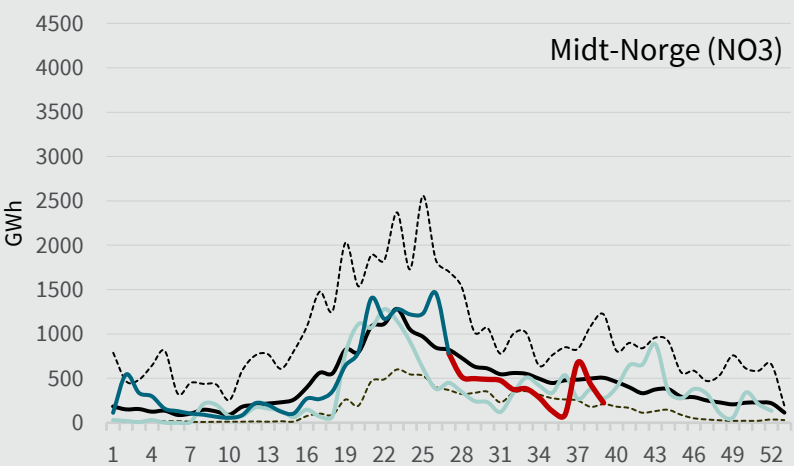
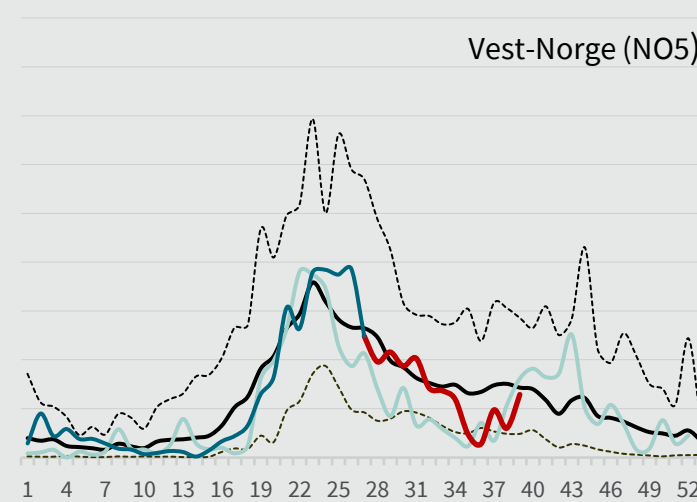
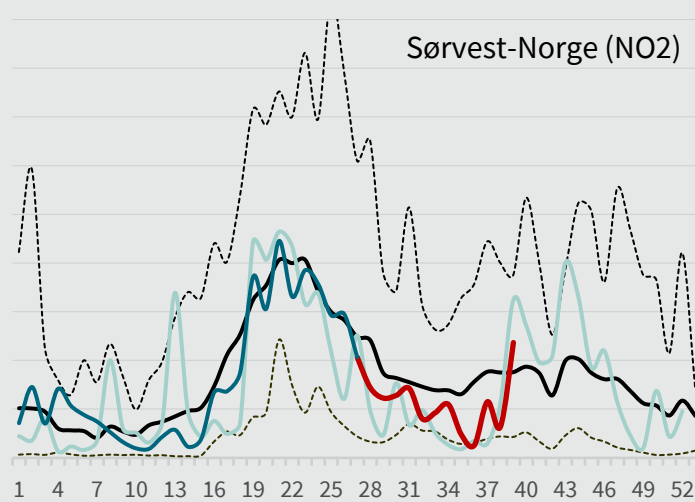
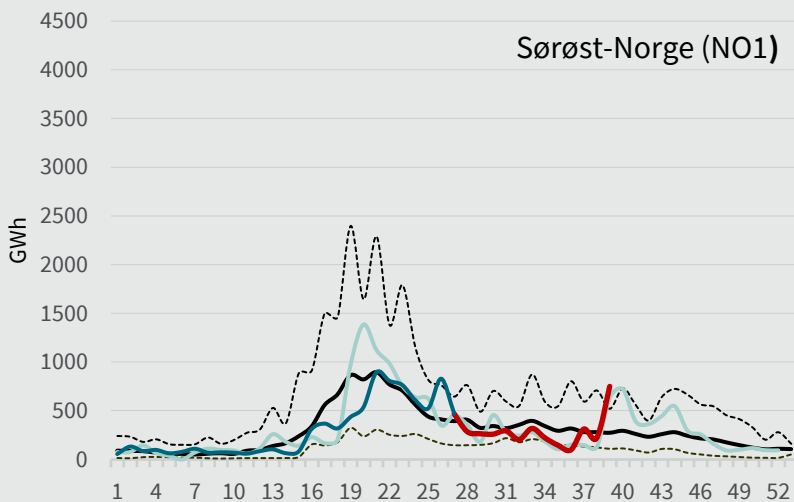
Samlet for landet kom det 7,6 TWh mindre tilsig enn gjennomsnittet i tredje kvartal.

TWh	Q3 2022 (uke 27-39)	Q3 gjennomsnitt (2002-2021)	Differanse fra gjennomsnitt
Nedbør	23,6	28,2	-4,5
Tilsig	34,9	42,5	-7,6



Vær og hydrologi | Tilsig

Alle prisområdene i Norge



Tilsig, i TWh	Q3 2022	Gj.snitt (2002-2021)	Differanse fra gjennomsnitt	Q3 2021
Norge	34,9	42,3	-7,3	28,2
NO1	3,8	4,3	-0,5	3,6
NO2	7,6	11,1	-3,5	6,5
NO3	5,4	7,4	-2,0	4,4
NO4	9,0	8,4	0,6	7,5
NO5	9,0	11,1	-2,0	6,1

— Gj.snitt (2002-2021)
 - - - Min (2002-2021)
 - - - - Maks (2002-2021)
 — 2021
 — Q3 2022
 — Q1-Q2 2022



Vær og hydrologi | Magasinfylling

Historisk lav fylling i sørlige Norge

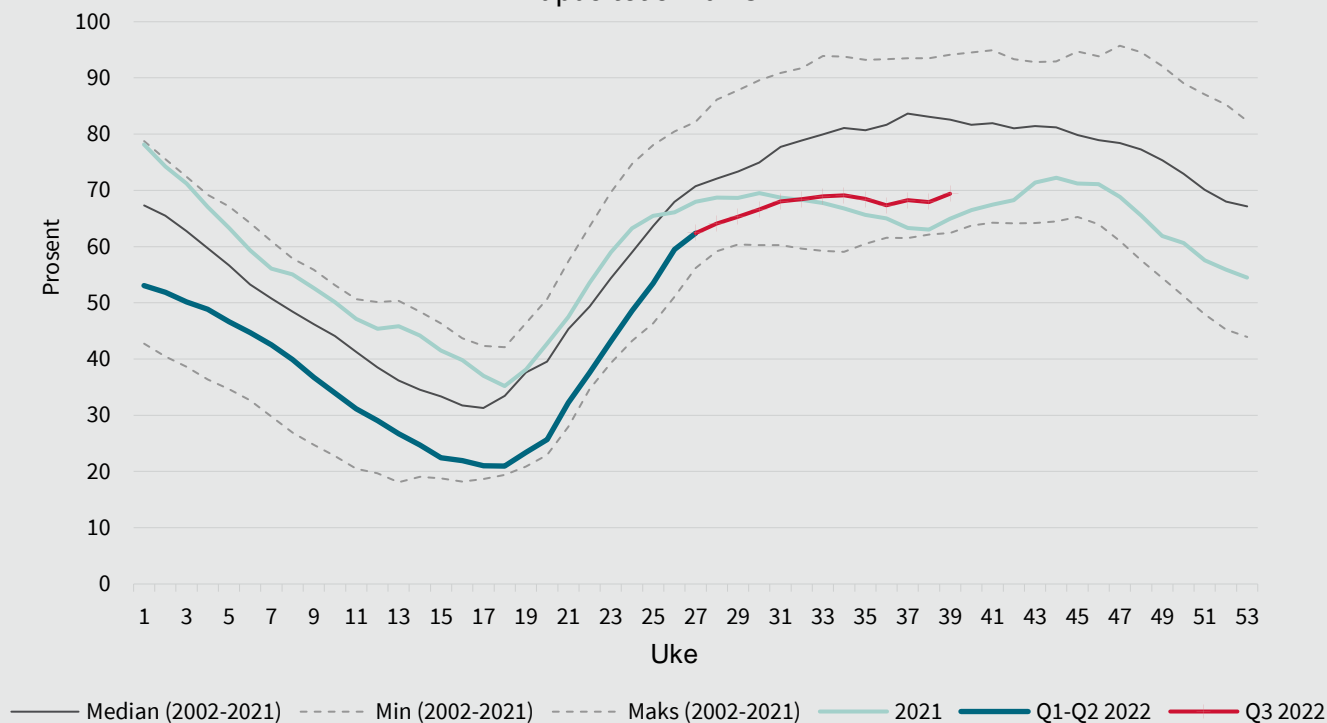
Fyllingsgraden i Norge var under medianen gjennom hele kvartalet. Ved inngangen til kvartalet var fyllingen i Norge 62,4 prosent og nær 8 prosentpoeng under medianen. I løpet av kvartalet fylte magasinene seg opp til 69,4 prosent. Økningen i magasinfyllingen var mindre enn normalt og differansen fra medianen økte til 13 prosentpoeng ved utgangen av kvartalet. Lite tilsig er hovedgrunnen til dette.

Lite snø i fjellet og lavt tilsig i Sørøst- og Sørvest-Norge (NO1 og NO2) førte til at magasinene lå under minimum ved inngangen til kvartalet. Lite nedbør i disse områdene førte til at fyllingsgraden lå under minimum i store deler av kvartalet. Sparevilje blant produsentene ga lav produksjon fra magasiner som kan lagre vann til vinteren i sørlige Norge. Mot slutten av kvartalet kom det mer nedbør i Sørøst- og Sørvest-Norge som bedret ressursituasjonen noe. Ved utgangen av kvartalet lå magasinfyllingen i Sørvest-Norge 2,2 prosentpoeng over minimum. Fyllingsgraden i Sørøst-Norge var på minimum.

I Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) kom det mye snø i løpet av forrige vinter. Høyt tilsig fra snøsmelting og godt med nedbør i starten av kvartalet førte til at fyllingsgraden var over maksimum i flere uker i tredje kvartal. I september kom det mindre nedbør enn normalt og førte til at fyllingsgraden gradvis nærmet seg medianen. Ved utgangen av kvartalet lå magasinfyllingen i Midt-Norge 1,1 prosentpoeng under medianen, og fyllingsgraden i Nord-Norge var 5,0 prosentpoeng over medianen.

Norge

Kapasitet 87204 GWh

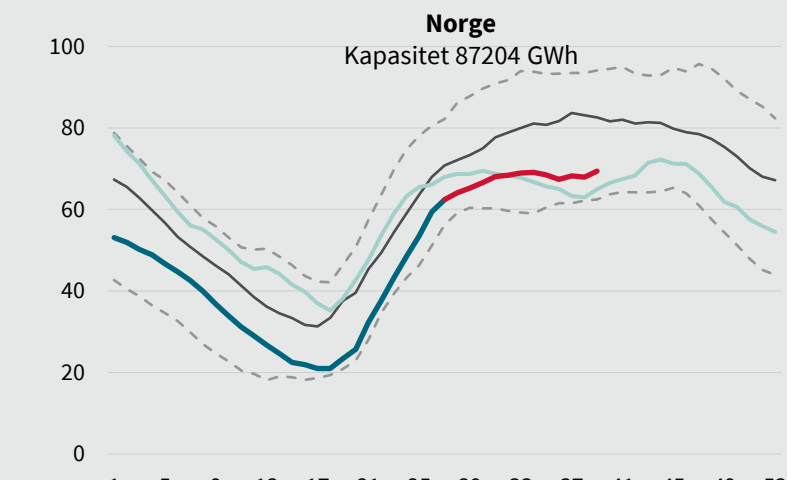
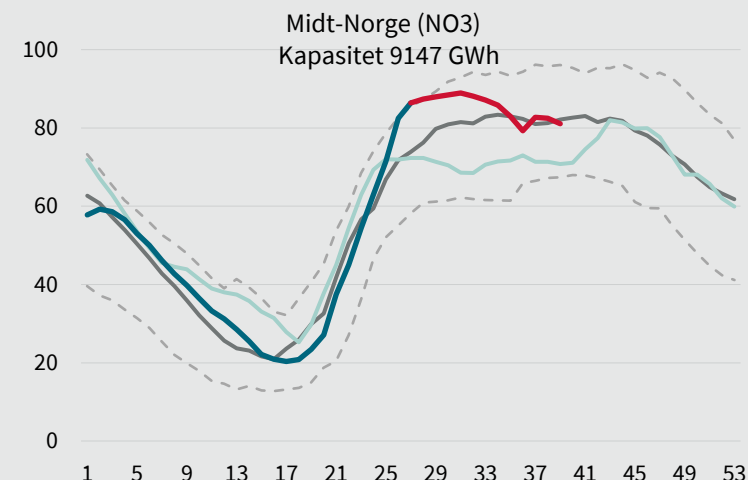
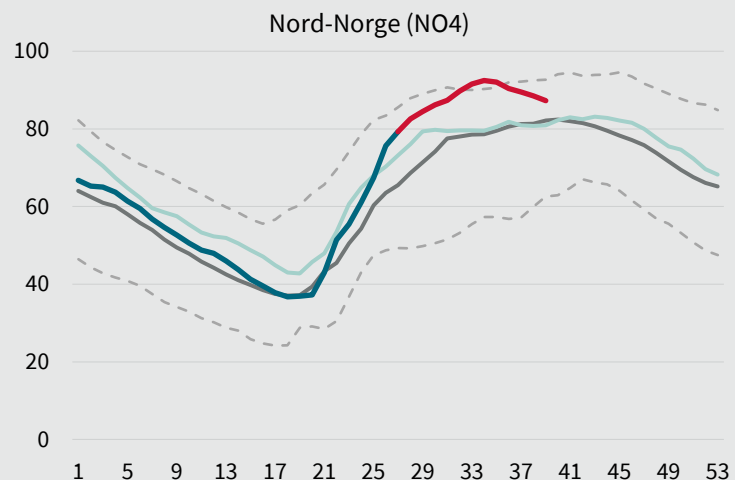
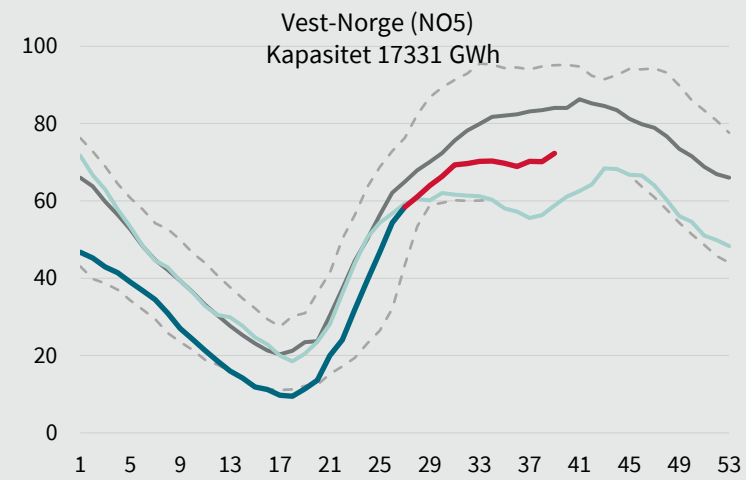
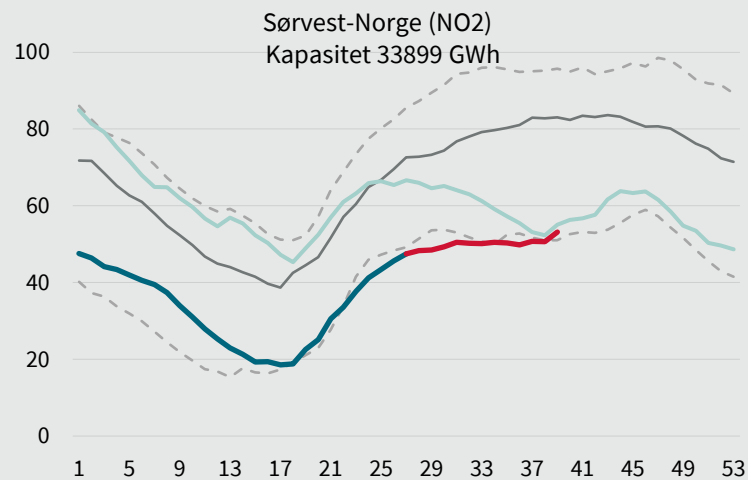
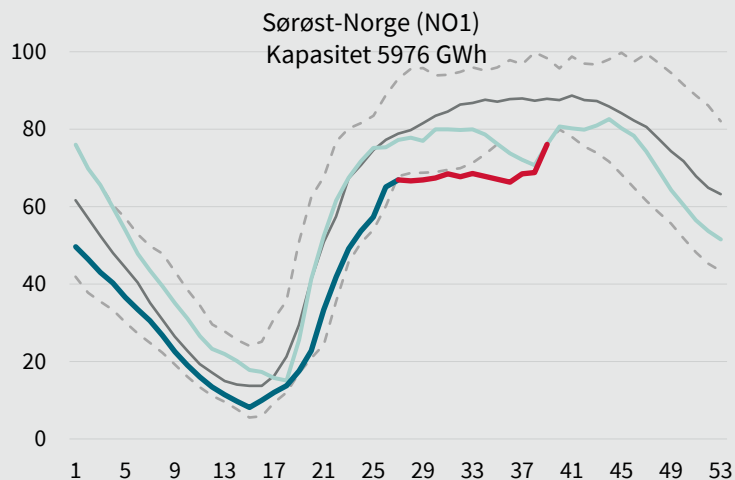


Magasinfylling, i prosent*	Utgang Q3 2022	Utgang Q3 2021	Median Utgang Q3 (2002-2021)	Differanse fra 2021	Differanse fra median
Norge	69,4	64,9	82,5	4,5	-13,1
NO1	76,1	76,1	87,8	0,0	-11,8
NO2	53,2	55,0	83,1	-1,8	-29,8
NO3	81,0	70,8	82,2	-10,2	-1,1
NO4	87,2	80,9	82,2	6,2	5,0
NO5	72,3	58,8	84,0	13,5	-11,8

* Verdiene for utgangen av Q3 er uke 39 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-Q2 2022 — Q3 2022

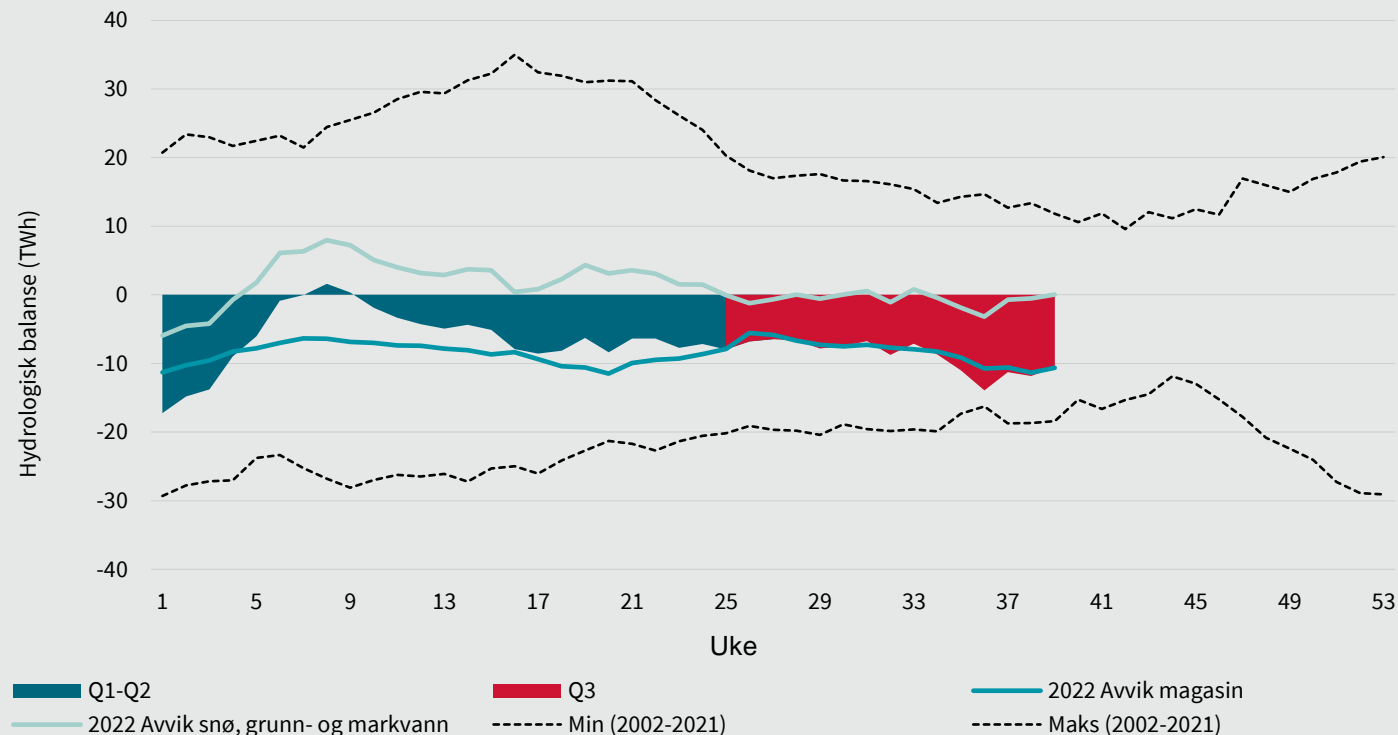


Vær og hydrologi | Hydrologisk balanse

Hydrologisk underskudd gjennom kvartalet

Hydrologisk balanse viser hvor mye vann som er lagret i magasinene, i tillegg til snø, og grunn- og markvann i forhold til normalen. Hydrologisk balanse er en indikator på om det er underskudd eller overskudd i vannlagrene som brukes til kraftproduksjon.

Det var negativ hydrologisk balanse gjennom hele tredje kvartal. Det var spesielt lav fyllingsgrad i vannmagasinene som trakk den hydrologiske balansen i Norge nedover. En tørr periode i august-september forverret den hydrologiske balansen. I uke 36 var underskuddet -13,9 TWh. Dette er 7,4 TWh lavere enn ved inngangen av kvartalet. Våtere vær de siste ukene i kvartalet førte til at underskuddet ble redusert til -10,5 TWh ved slutten av kvartalet.



TWh	Inngang Q3	Utgang Q3
Avvik magasin	-5,8	-10,6
Avvik snø, grunn- og markvatn	-0,6	0,1
Hydrologisk balanse	-6,5	-10,5

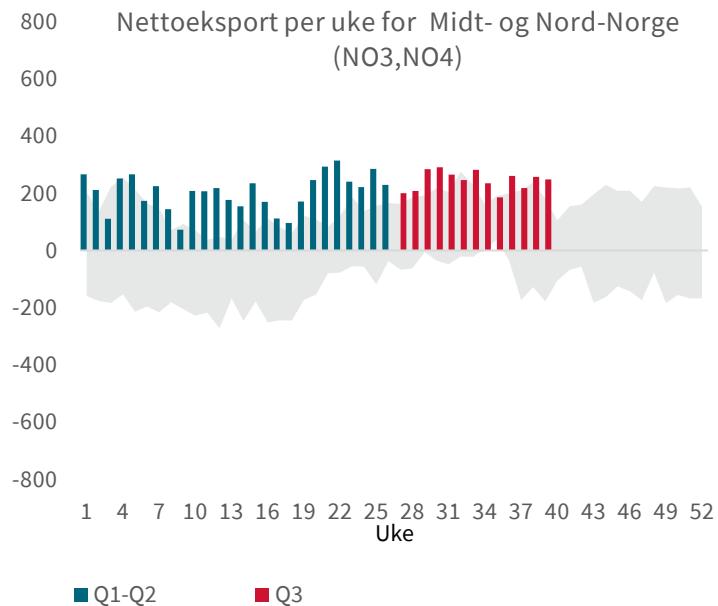
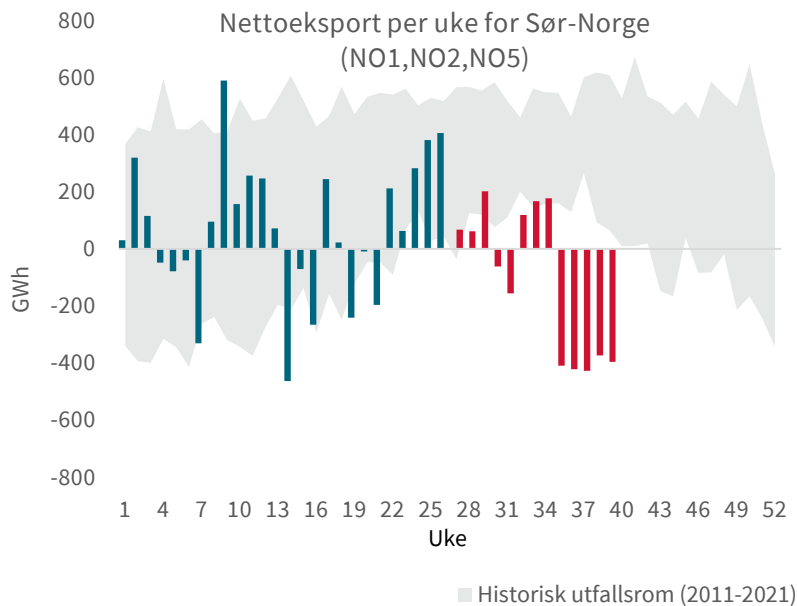


Kraft | Produksjon og forbruk

Nettoimport til Sør-Norge i tredje kvartal

Kraftforbruket i Norge falt i tredje kvartal i år sammenliknet med samme kvartal i fjor. En relativt stor nedgang i Sørvest-Norge (NO2) og Sørøst-Norge (NO1) var årsaken til at det samlede norske forbruket gikk ned. I de øvrige prisområdene var det en forbruksvekst sammenliknet med tredje kvartal 2021. Økningen var størst i Nord-Norge. Tall fra Elhub viser at økningen hovedsakelig skyldes økt forbruk i industri og næringssektoren.

Den samlede kraftproduksjonen i Norge var lavere i tredje kvartal i år sammenliknet med samme periode i fjor. I likhet med forbruket gikk produksjonen ned i sør, og opp i Midt- og Nord-Norge. Det var spesielt stor nedgang i Sørvest-Norge (NO2) hvor produksjonen nesten ble halvert fra i fjor. Kraftproduksjonen i sørlige Norge lå lavere sammenliknet med tredje kvartal de siste ti årene. Lav fyllingsgrad for årstiden og sparevilje blant vannkraftprodusenter var en viktig årsak til den lave produksjonen. Den lave magasinfyllingen og høye vannverdier i sør bidro til at det ofte var billigere å importere kraft for å dekke forbruket framfor å produsere selv. Det ble derfor nettoimport av kraft til sørlige Norge i tredje kvartal. Nettoimporten var på 1,2 TWh. Det var nettoimport til sørlige Norge de fleste ukene i august og september. Som vist i figuren under er det unormalt med så mye nettoimport på denne tiden av året. De ukene det var nettoeksport, var eksporten stort sett lavere enn det historiske utfallsrommet. Midt- og Nord-Norge (NO3, NO4) var samlet nettoeksportør av kraft alle ukene i tredje kvartal, og eksporten var høyere enn tilsvarende kvartal de siste ti årene.



Forbruk (TWh)	Q3 2022	Q3 2021	Endring TWh	Endring %
Norge	26,9	27,5	-0,5	-2 %
NO1	5,6	6,1	-0,5	-9 %
NO2	7,4	8,0	-0,7	-8 %
NO3	6,1	6,0	0,1	1 %
NO4	4,3	3,8	0,5	12 %
NO5	3,6	3,5	0,1	3 %

Produksjon (TWh)	Q3 2022	Q3 2021	Endring TWh	Endring %
Norge	29,0	32,6	-3,6	-11 %
NO1	3,5	3,8	-0,3	-7 %
NO2	5,8	11,1	-5,3	-47 %
NO3	6,9	5,8	1,0	18 %
NO4	6,8	5,8	1,0	17 %
NO5	6,0	6,1	-0,1	-2 %

Nettoeksport (TWh)	Q3 2022	Q3 2021
Norge	2,1	5,1
NO1	-2,1	-2,3
NO2	-1,5	3,1
NO3	0,8	-0,2
NO4	2,5	1,9
NO5	2,4	2,6

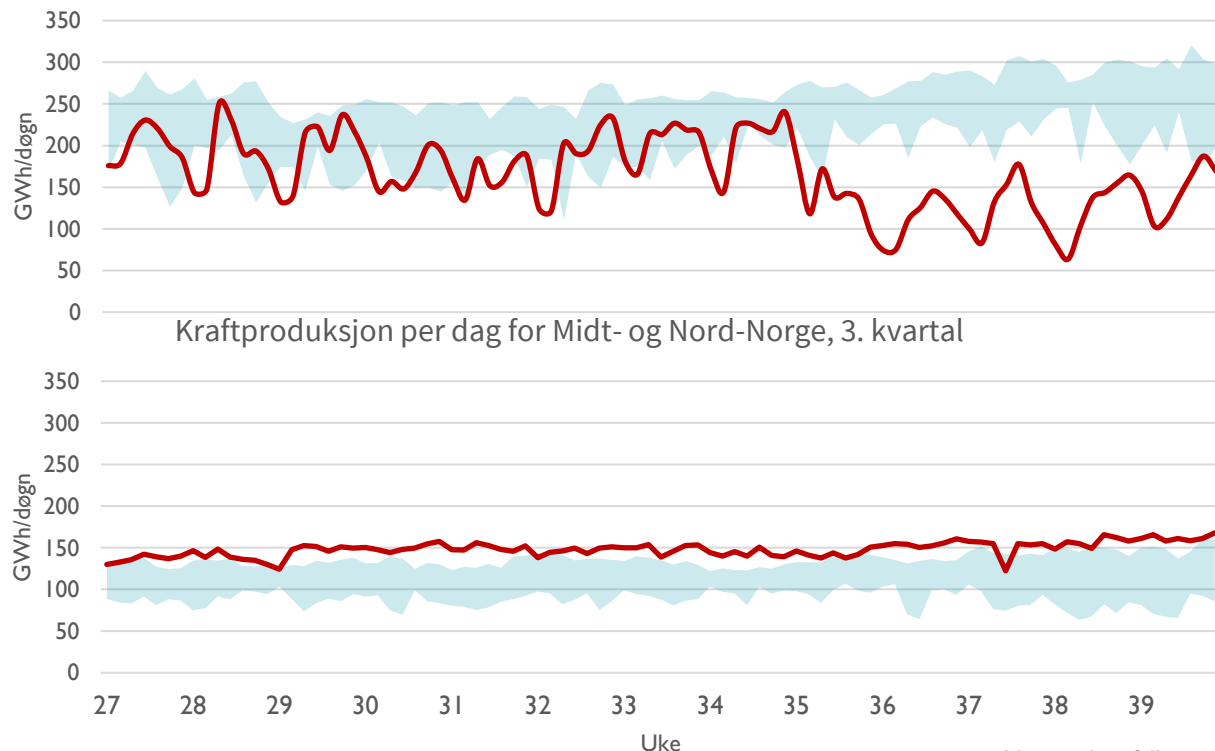
* Produksjon og forbruk er foreløpige tall og kan avvike fra faktiske tall. Endelige tall for Norge blir publisert av SSB. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>

Kraft | Produksjon og forbruk per dag gjennom kvartalet

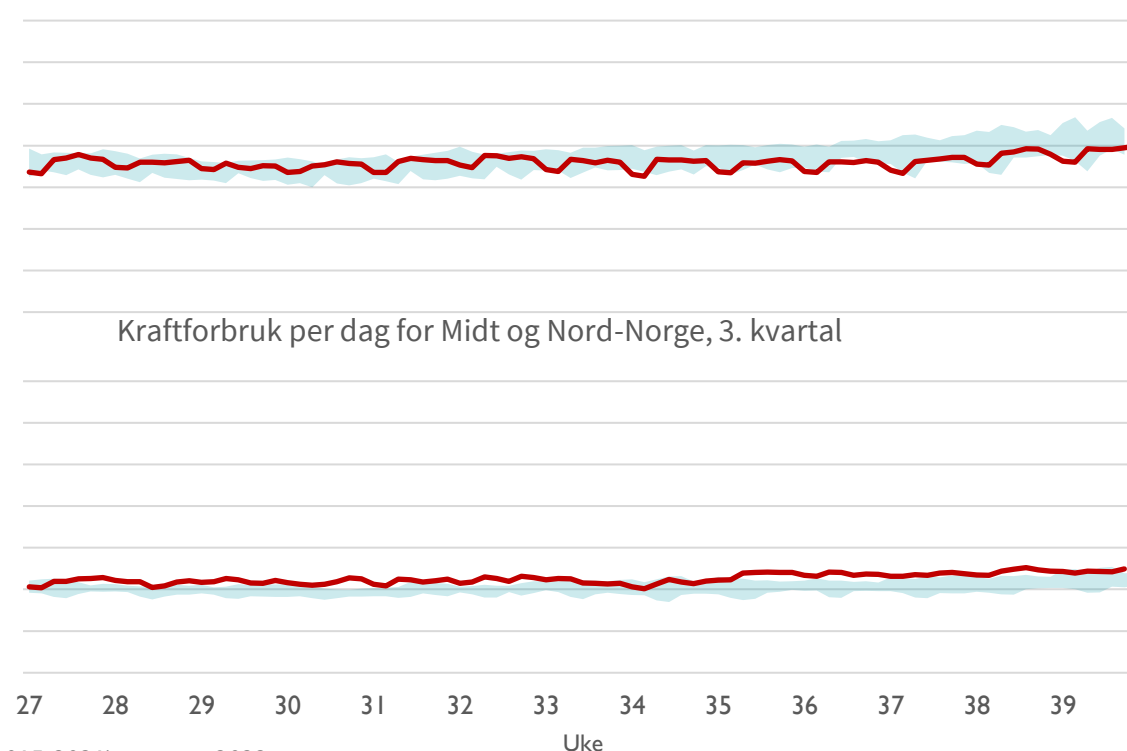
Høy produksjon i nord, lav i sør

De røde linjene under viser produksjon og forbruk per dag i tredje kvartal i år, mens de blå feltene viser historisk utfallsrom for årene 2015-2021. Det var stor variasjon i produksjonen i sørlige Norge gjennom kvartalet, men i juli og august ble det stort sett produsert mindre kraft enn i tidligere år. Dette hang sammen med at vannkraftprodusentene ble oppfordret til å spare på vannet på grunn av lav magasinifylling i disse prisområdene. Enkelte dager var produksjonen over 100 GWh/døgn lavere enn minimumsverdien i det historiske utfallsrommet. I Midt- og Nord-Norge var produksjonen imidlertid høy i tredje kvartal. Til tross for lave kraftpriser opprettholdt produsentene høy produksjon. En viktig årsak til dette var høy magasinifylling, som igjen gjorde det nødvendig med et høyt produksjonsnivå for å redusere risikoen for flom. I slutten av tredje kvartal var kraftforbruket lavt i sørlige Norge. Dette henger både sammen med noe høyere temperatur enn normalt og høye kraftpriser. I Midt- og Nord-Norge lå forbruket høyere sammenlignet med det historiske utfallsrommet hele kvartalet. Lave kraftpriser bidro til dette.

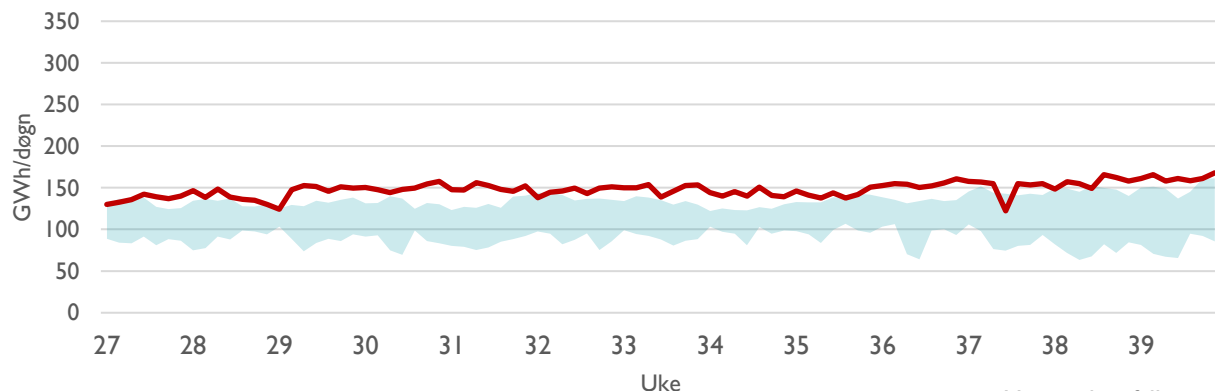
Kraftproduksjon per dag for sørlige Norge, 3. kvartal



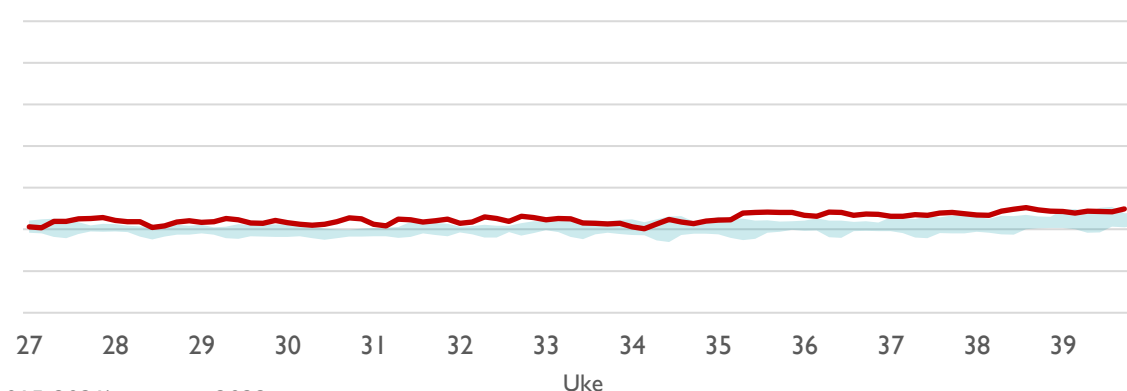
Kraftforbruk per dag for sørlige Norge, 3. kvartal



Kraftproduksjon per dag for Midt- og Nord-Norge, 3. kvartal



Kraftforbruk per dag for Midt og Nord-Norge, 3. kvartal





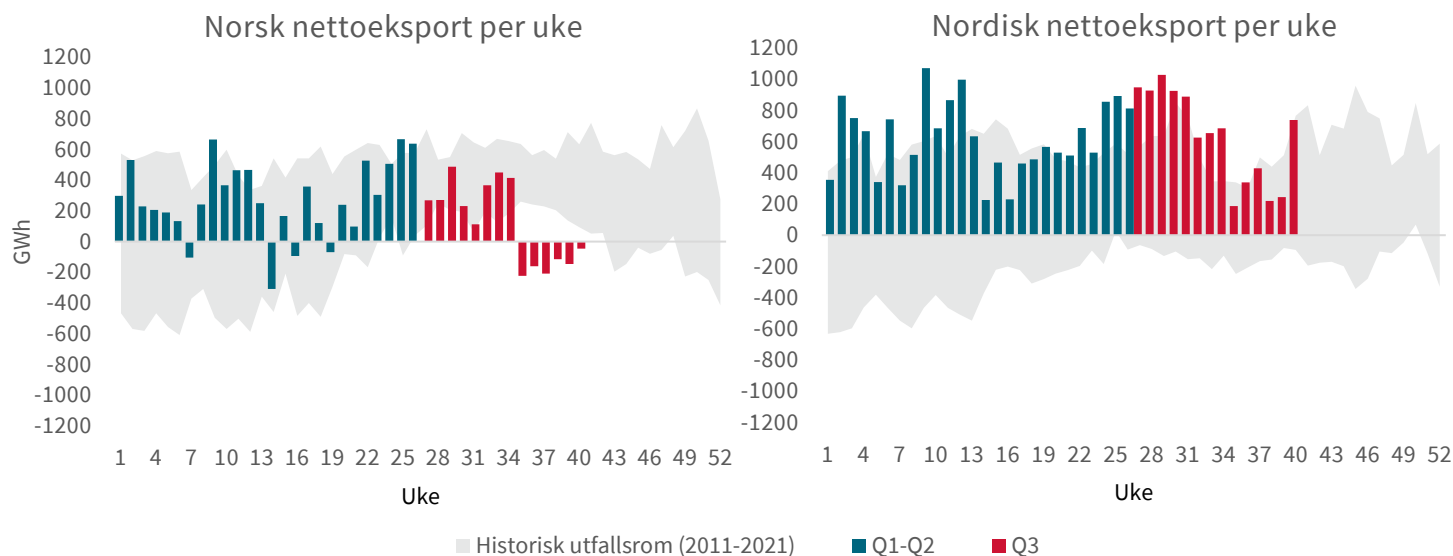
Kraft | Produksjon og forbruk for Norden

Høy nettoeksport fra Norden

Det ble produsert 88,0 TWh kraft i Norden i tredje kvartal. Dette er 1 TWh mer enn det som ble produsert i samme kvartal i fjor. Mer vind- og kjernekraft er blant grunnene til at Sverige økte sin kraftproduksjon med 10 prosent sammenlignet med tredje kvartal i 2021 til 37,6 TWh. Danmark og Finland produserte henholdsvis 6,6 og 14,7 TWh i løpet av samme periode. Hverken Sverige, Danmark eller Finland har hatt høyere produksjon enn dette i tredje kvartal de siste ti årene. Norge hadde derimot en nedgang på 3,6 TWh sammenlignet med samme kvartal i 2021, og dermed den laveste produksjonen for tredje kvartal i siden 2010.

Det totale kraftforbruket i Norden var på 79,5 TWh i tredje kvartal. Alle de nordiske landene reduserte forbruket sammenlignet med samme periode i fjor og bidro dermed til en nedgang på 3 prosent for Norden som helhet.

Det ble nettoeksport av kraft fra Norden i samtlige uker og den samlede nordiske nettoeksporten har aldri vært høyere i tredje kvartal. Danmark og Finland var nettoimportører, mens Norge og Sverige var nettoeksportører. Det var særlig kraftoverskuddet i Sverige som bidro til den høye nettoeksporten ut av Norden. Sammenlignet med tredje kvartal i fjor, var Norge det eneste landet i Norden med redusert nettoeksport.



Produksjon (TWh)	Q3 2022	Q3 2021	Endring TWh	Endring %
Norge	29,0	32,6	-3,6	-11 %
Sverige	37,6	34,3	3,4	10 %
Danmark	6,6	6,3	0,4	6 %
Finland	14,7	13,8	0,9	7 %
Sum Norden	88,0	86,9	1,0	1 %

Forbruk (TWh)

Norge	26,9	27,5	-0,5	-2 %
Sverige	27,4	27,9	-0,5	-2 %
Danmark	7,8	8,4	-0,6	-7 %
Finland	17,4	18,2	-0,9	-5 %
Sum Norden	79,5	82,1	-2,6	-3 %

Nettoeksport (TWh)

Norge	2,1	5,1	-3,1	
Sverige	10,3	6,3	3,9	
Danmark	-1,2	-2,2	1,0	
Finland	-2,7	-4,5	1,8	
Sum Norden	8,5	4,8	3,6	

* Produksjon og forbruk er foreløpige tall og kan avvike fra faktiske tall. Endelige tall for Norge blir publisert av SSB.

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

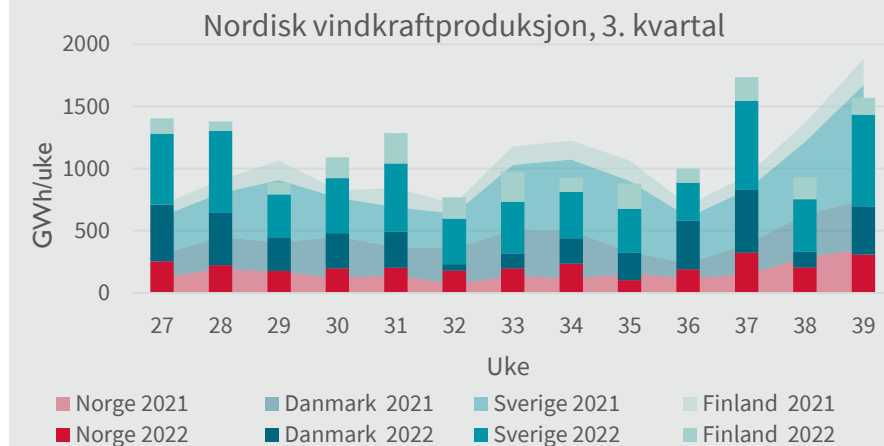
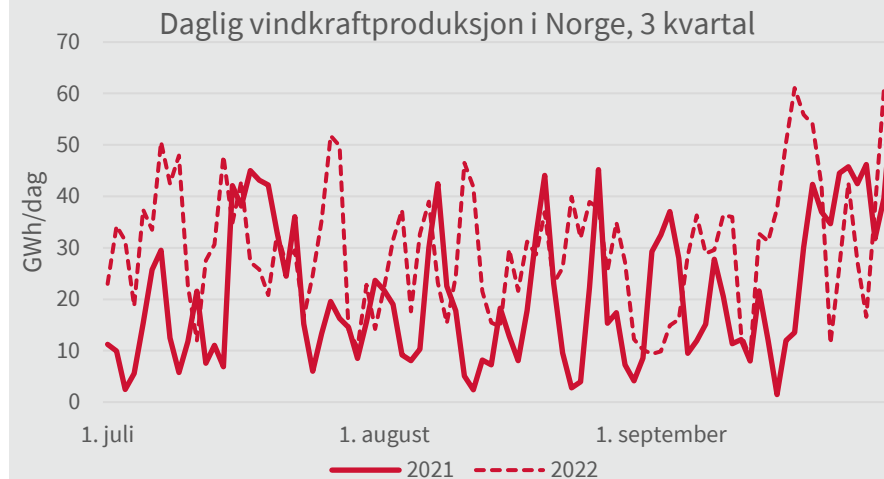


Kraft | Vindkraft

Økt vindkraftproduksjon i hele Norden

Vindkraftproduksjonen i Norge var på 2,8 TWh i tredje kvartal. Dette utgjorde om lag 10 prosent av den totale norske kraftproduksjonen, og er en økning på 0,8 TWh fra tredje kvartal i 2021. Oppgangen henger blant annet sammen økt installert kapasitet. I løpet av fjoråret ble det bygd ut vindkraftverk med en samlet kapasitet på 0,7 GW i Norge. Til sammenligning ble det bygd ut vindkraft med samlet kapasitet på 2,1 GW i Sverige i samme periode.

Alle de nordiske landene økte sin vindkraftproduksjon sammenlignet med tredje kvartal i fjor. Totalt ble det produsert 14,8 TWh, en oppgang på 2,3 TWh. Vindkraft utgjorde dermed nesten 17 prosent av kraftproduksjonen i Norden i tredje kvartal. Særlig juli ble en måned med mye nordisk vindkraft sammenlignet med samme tidsrom tidligere år. Tysk vindkraftproduksjon hadde derimot ingen markant økning fra tredje kvartal i foregående år. Vindkraftproduksjonen i Tyskland var spesielt lav i august.

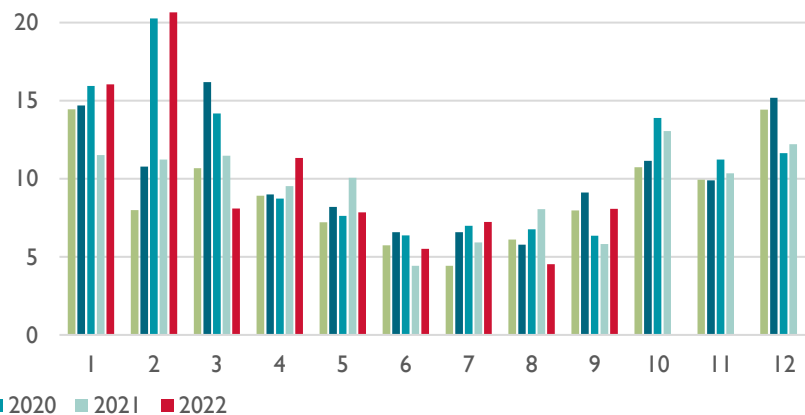
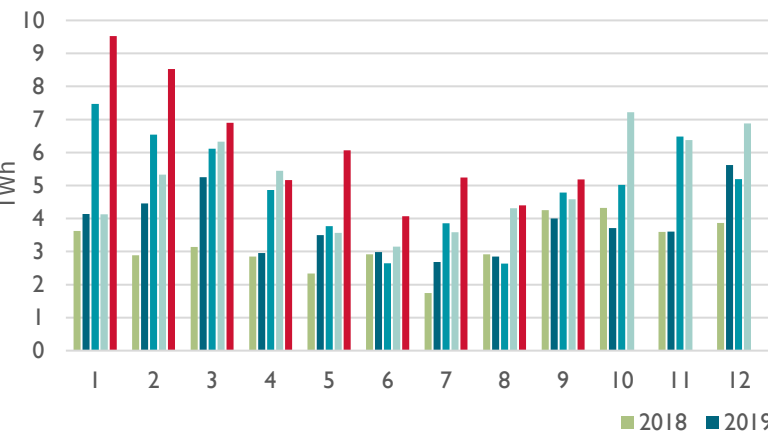


Vindkraftproduksjon 3. kvartal (TWh)	2022	2021
Norge	2,8	2,0
Danmark	3,6	3,4
Sverige	6,1	5,6
Finland	2,3	1,6
Norden	14,8	12,5

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

Nordisk vindkraftproduksjon per måned og år

Tysk vindkraftproduksjon per måned og år





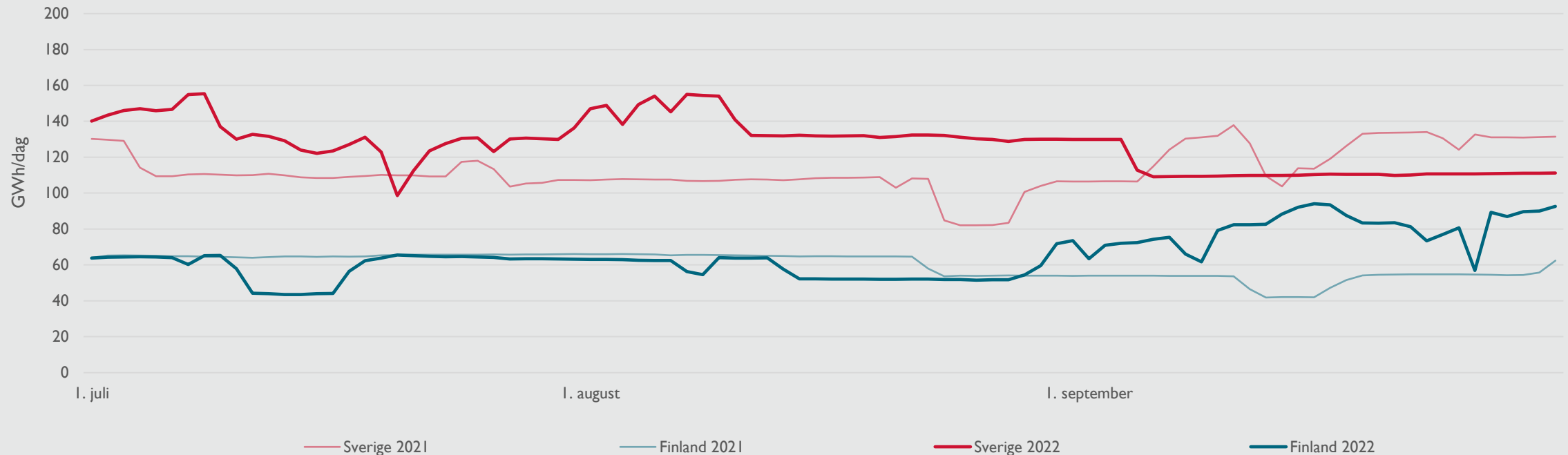
Kraft | Kjernekraftproduksjon

Mer produksjon fra kjernekraft gjennom kvartalet enn året før

Kjernekraftproduksjonen økte i både Sverige og Finland i tredje kvartal i år sammenliknet med tilsvarende kvartal i fjor. Totalt ble det produsert 17,7 TWh kraft fra kjernekraft i Norden gjennom kvartalet, en økning på omtrent 2 TWh fra i fjor. Kjernekraft stod for 20 prosent av den nordiske kraftproduksjonen i tredje kvartal.

Mindre vedlikeholdsarbeid gjennom kvartalet enn året før bidro til at kjernekraftproduksjon i Sverige de første to månedene var høyere enn tilsvarende periode i fjor. Vedlikeholdsarbeidet på Ringhals 4 skulle etter planen være ferdig i september, men på grunn av en feil ble oppstarten utsatt til slutten av januar 2023. I Finland lå kjernekraftproduksjonen på samme nivå som i fjor de første to månedene av kvartalet. Etter en feil i april i år stoppet testproduksjonen på Finlands nye kjernekraftreaktor Olkiluoto 3. I august startet testproduksjonen opp igjen og produksjonen økte gradvis gjennom siste del av kvartalet. Ved utgangen av september var produksjonen for første gang på full kapasitet (1600 MW). Dette bidro til at kjernekraftproduksjonen i Finland lå på et høyere nivå i september i år sammenliknet med i fjor. Planlagt idriftsettelse av Olkiluoto 3 med normal produksjon er fortsatt satt til desember 2022.

Svensk og finsk kjernekraftproduksjon, 3. kvartal



Kraft | Kraftpriser

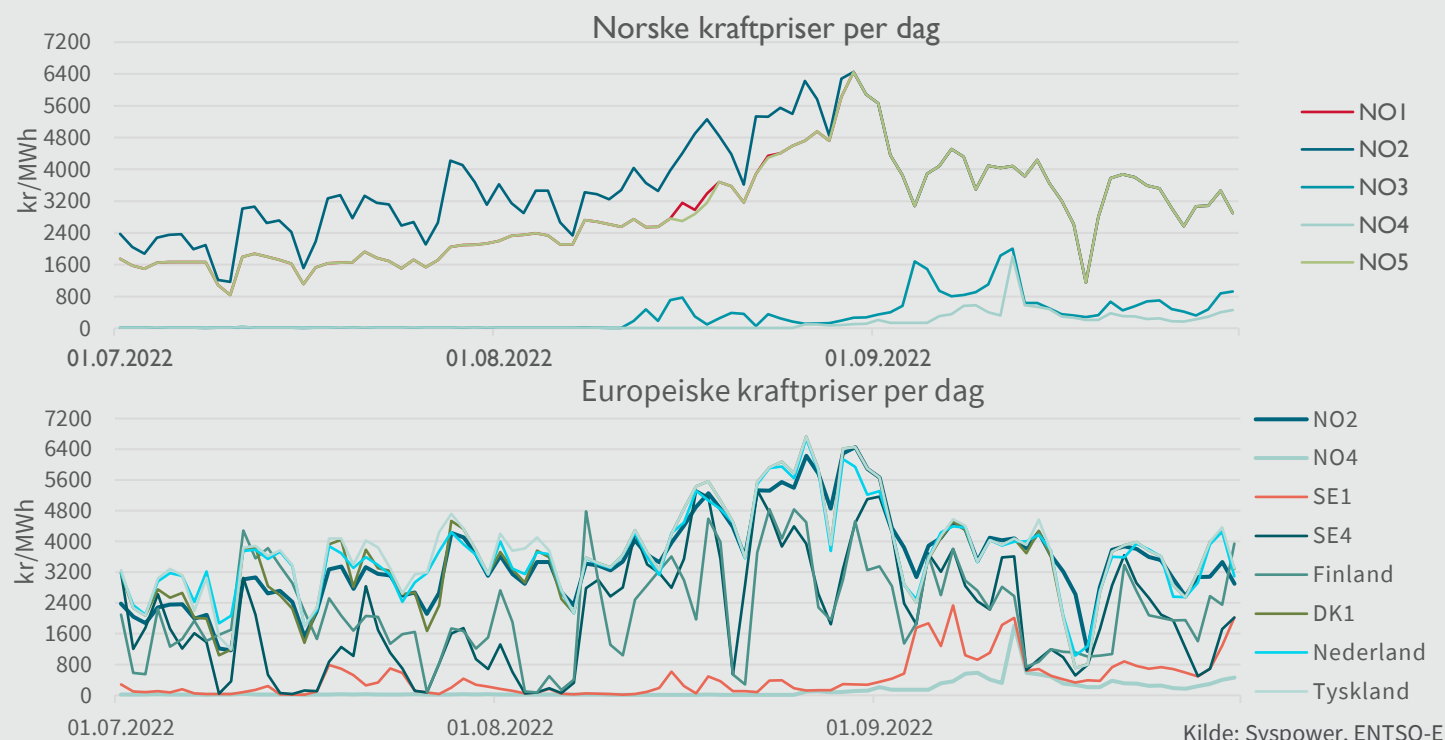
Stor forskjell i kraftpris mellom sør og nord

Kraftprisene i Norge var markant høyere i tredje kvartal i 2022 enn i tilsvarende kvartal i 2021. Den gjennomsnittlige kraftprisen for hele landet var på 195 øre/kWh, men det var store forskjeller mellom prisområdene. Sørvest-Norge (NO2) hadde den høyeste kvartalsprisen på 352 øre/kWh, mens Nord-Norge (NO4) hadde den laveste med 13,5 øre/kWh. Høy gasspris og lav fyllingsgrad i magasinene var viktige bidragsyttere til de høye kraftprisene i de sørlige prisområdene i Norge. Fra og med september ble kraftprisen lik i de tre prisområdene i sørlige Norge. En viktig grunn til dette var mindre produksjon i disse områdene, noe som medførte mer import fra kontinentet og "prissmitte" fra NO2 til NO1 og NO5.

I Midt-Norge (NO3) og Nord-Norge (NO4) var fyllingsgraden høyere enn i resten av landet, noe som bidro til lavere priser. Til tross for høy utnyttelse av overføringsforbindelsene til Sverige og sørover i Norge, var ikke tilgjengelig kapasitet stor nok til å gi en utjevning av prisene. Slike tidvise flaskehals i nettet førte også til at Midt- og Nord-Norge hadde ulik kraftpris i deler av kvartalet.

Også ellers i Norden, på kontinentet og i UK var prisene høyere i år sammenlignet med tredje kvartal i 2021. Sør-Sverige og Finland hadde noe lavere priser enn sørlige Norge, mens Danmark lå på omtrent samme nivå som sørlige Norge.

Elspotpriser (kr/MWh)	Q3 2022	Q2 2022	Endring fra forrige kvartal	Q3 2021	Endring fra Q3 i 2021
NO1	2892	1631	77 %	800	262 %
NO2	3519	1752	101 %	807	336 %
NO3	316	241	31 %	536	-41 %
NO4	135	125	7 %	395	-66 %
NO5	2883	1632	77 %	800	260 %
SE1	439	517	-15 %	565	-22 %
SE2	547	519	5 %	568	-4 %
SE3	1678	1018	65 %	733	129 %
SE4	2092	1387	51 %	932	124 %
Finland	2208	1187	86 %	811	172 %
DK1	3585	1842	95 %	987	263 %
DK2	3374	1772	90 %	993	240 %
Tyskland	3761	1880	100 %	1001	276 %
Nederland	3659	1962	87 %	1046	250 %
Polen	2226	1509	48 %	917	143 %
Estland	2754	1433	92 %	1005	174 %
Litauen	3827	1698	125 %	1029	272 %
UK	3452	1833	88 %	1549	123 %





Kraft | Kraftutveksling

Nettoeksport ut av Norge

Den tilgjengelige eksportkapasiteten på mellomlandsforbindelsene mellom Norge og utlandet var i snitt 68 prosent i tredje kvartal. Det er 7 prosentpoeng mer enn i andre kvartal. Tilgjengelig importkapasitet var i snitt 71 prosent, en økning på 8 prosentpoeng sammenlignet med andre kvartal. Andre og tredje kvartal er som regel en periode med mye planlagt vedlikehold i nettet, noe som ofte begrenser kapasiteten. Utnyttelsesgraden på tilgjengelig eksportkapasitet var 56 prosent, og på tilgjengelig importkapasitet var den 14 prosent. Det er omtrent på nivå med andre kvartal.

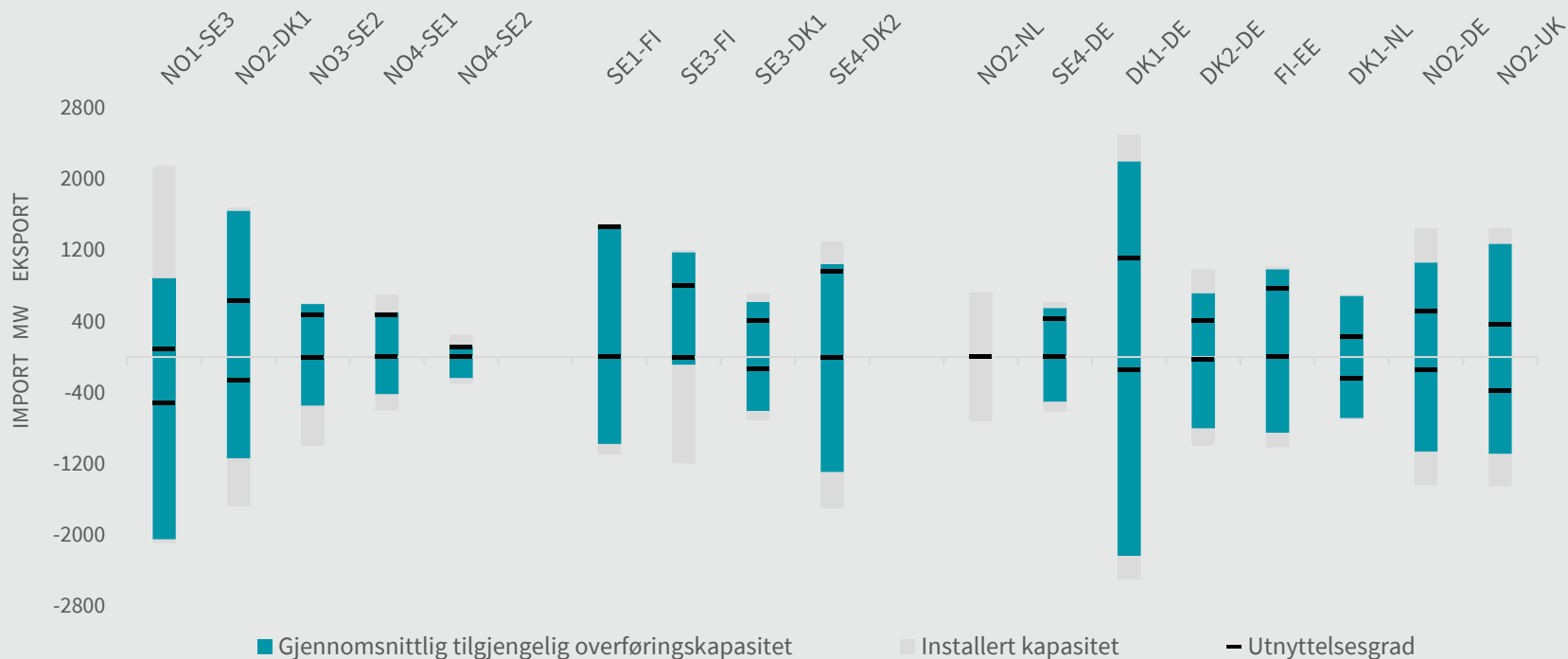
Norge var nettoeksportør av kraft til alle naboland i tredje kvartal, med unntak av Storbritannia. Det meste av eksporten til Sverige skyldes høy eksport fra Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4). Midt- og Nord-Norge hadde mye vann i vannmagasinene og høy kraftproduksjon gjennom kvartalet, noe som bidro til den høye eksporten til Sverige. Utnyttelsesgraden på forbindelsene til Nord-Sverige var høyere enn for landet sett under ett, og var i gjennomsnitt 90 prosent gjennom kvartalet. På forbindelsen mellom Øst-Norge (NO1) og Sør-Sverige (SE3) var det nettoimport til Norge. Lav fyllingsgrad i vannmagasinene og lav kraftproduksjon i sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5) bidro til at disse områdene hadde nettoimport av kraft i tredje kvartal (inkludert kraftflyt fra Midt-Norge).

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

	Import	Eksport	Nettoeksport
Tyskland	0,33	1,12	0,79
Nederland	0,00	0,00	0,00
UK	0,85	0,81	-0,04
Danmark	0,58	1,40	0,82
Sverige	1,19	2,53	1,34
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 Q3 2022





Kraft | Kraftutveksling

NorNed utilgjengelig hele kvartalet

Forbindelsen mellom Norge og Nederland (NorNed) var utilgjengelig hele kvartalet. Dette skyldes en feil på kablen fra mars i år.

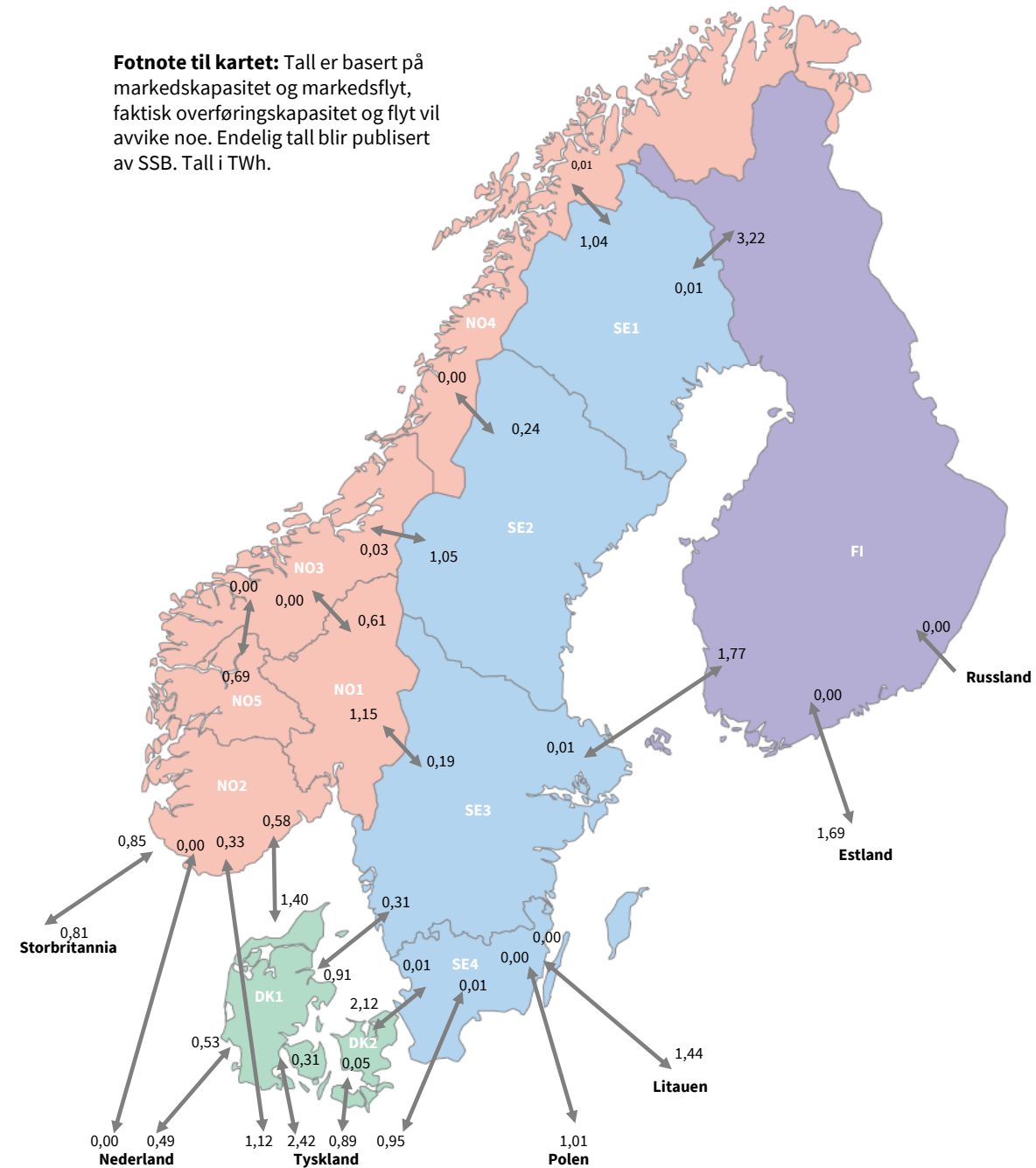
Tilgjengeligheten på forbindelsen mellom Norge og Storbritannia (North Sea Link) var bedre i tredje kvartal enn i andre kvartal. Tilgjengelig eksportkapasitet fra Norge til Storbritannia var i snitt nesten 1300 MW, av en installert kapasitet på 1400 MW. Gjennomsnittlig tilgjengelig importkapasitet var i underkant av 1100 MW. I juli gikk kraftflyten i hovedsak fra Norge mot Storbritannia, mens Norge i september stort sett importerte kraft fra Storbritannia. I sum var Norge nettoimportør av kraft fra Storbritannia i tredje kvartal.

Den dominerende retningen på forbindelsen mellom Norge og Danmark var i retning fra Norge til Danmark gjennom nesten hele kvartalet. Det betyr at eksportkapasiteten fra Norge var på 1680 MW, og at importkapasiteten var på 1143 MW. Det var på grunn av en feil fra 2019 at kapasiteten på Skagerak-forbindelsen må begrenses med rundt 500 MW i én retning. I slutten av september ble hovedretningen snudd i retning Norge. Norge var nettoeksportør av kraft til Danmark i tredje kvartal.

På alle forbindelsene mellom Norge og kontinentet (med unntak av NorNed), snudde kraftflyten fra hovedsakelig eksport til import mot slutten av kvartalet. Da var det lav fyllingsgrad i vannmagasinene i sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5), kraftprodusentene sparte på vannet og kraftproduksjonen var svært lav for årstiden. Dette bidro til at sørlige Norge hadde de høyeste kraftprisene i Norden i store deler av september og dermed var nettoimportør av kraft i flere uker.

Forbindelsene mellom Norge og Russland og mellom Finland og Russland ble ikke brukt i tredje kvartal.

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.





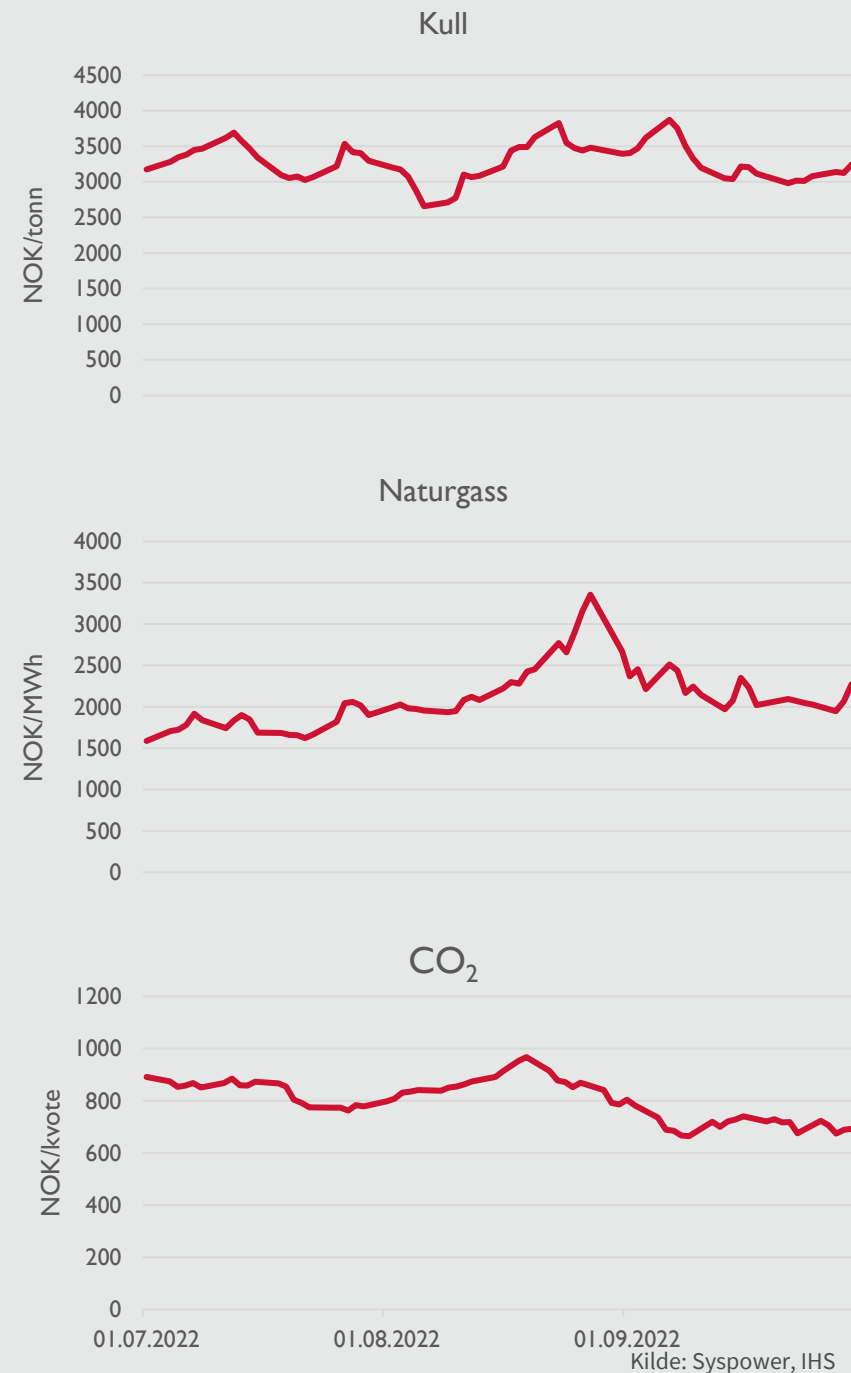
Terminkontrakter | Brensel og CO₂

Kraftig økning i brenselspriser i juni

De to øverste figurene til høyre viser prisutviklingen for terminkontrakten for kull og gass med levering fjerde kvartal 2022. Vanligvis synker gassprisen mot sommeren når etterspørselen etter energi til oppvarming synker, men usikkerheten i energimarkedene etter Russlands invasjon av Ukraina var en viktig årsak til at brenselsprisene likevel holdt seg på et høyt nivå også inn mot sommeren. Selv om behovet for energi til oppvarming er lavt om sommeren er det på denne tiden at EU-land fyller gasslagrene sine. I midten av juni ble gasseksporten fra Russland redusert. Usikkerheten rundt framtidig import av gass fra Russland var en viktig årsak til økte gasspriser utover sommeren. I slutten av august stoppet all gasseksport via rørledningen Nord Stream 1 fra Russland. Dette bidro til store bevegelser i gassprisen. På det høyeste var prisen på gass opp mot 3355 kr/MWh. Selv med bortfall av gassleveranser fra Nord Stream 1, klarte flere EU-land å fylle sine gasslagre i tråd med målsetningene i tiltakspakken Repower EU. Dette bidro til et fall i gassprisene. Ved utgangen av kvartalet var gassprisen på 2270 kr/MWh. Selv om dette var en nedgang på over 1000 kr fra toppen i august, er dette en svært høy gasspris.

Gjennom kvartalet var det også store bevegelser i kullprisen, men sammenlignet med prisen i starten av kvartalet var det kun en økning på 2 prosent. CO₂-kvoteprisen ble redusert med 22 prosent gjennom kvartalet. Forventninger om lavere aktivitet i europeisk industri kan forklare noe av nedgangen i kvoteprisen. En slik forventning om lavere industriproduksjon grunnet fortsatt høye energipriser, vil gi lavere etterspørsel etter utslippskvoter.

	Pris første handledag i Q3	Pris siste handledag i Q3	Endring i kr	Endring i %
Kullkraft (kr/tonn)	3174	3243	69	2 %
Gasskraft (kr/MWh)	1587	2270	684	43 %
CO ₂ -kvote (kr/tonn)	891	692	-199	-22 %



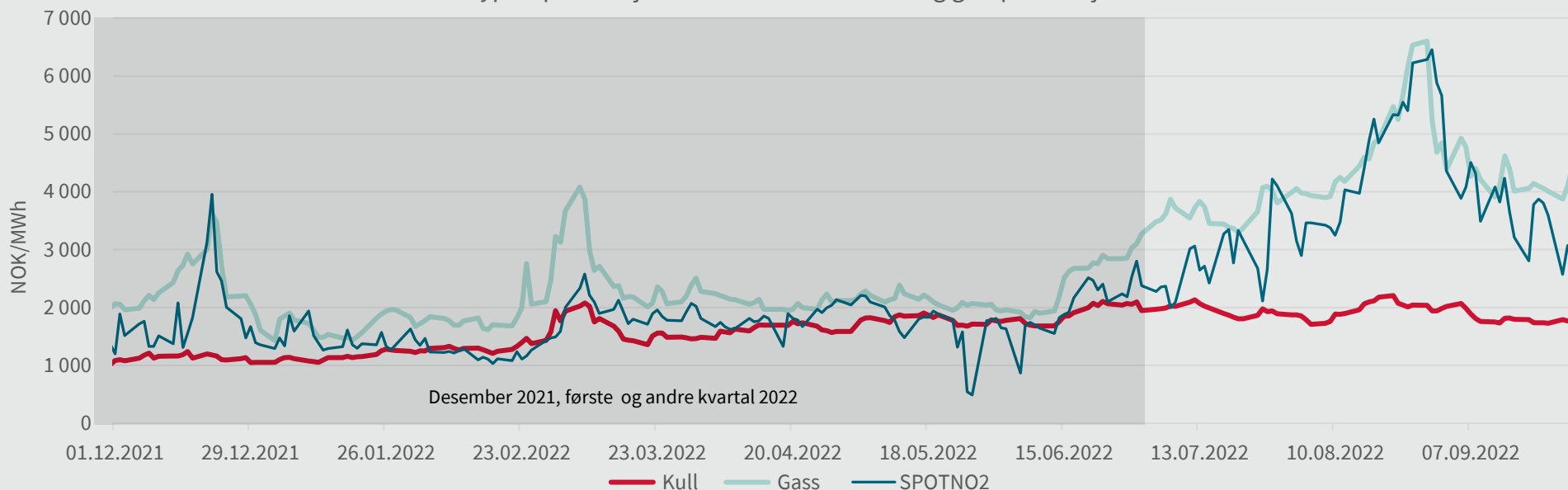
Kraft | Kostnader i kull- og gasskraftproduksjon

Gjennom 2021 så man en kraftig økning i gassprisen som skyldtes mindre tilgang på gass i det europeiske markedet. Samtidig som prisen på gass ble svært høy, fikk også gasskraft en viktigere rolle i det europeiske kraftsystemet. 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.

Figuren under viser produksjonskostnad for kullkraft- og gasskraftproduksjon. Dette er en indikasjon på hva kraftprisen vil være i land som har gass- eller kullkraft som prissettende produksjonsteknologi. De sørlige prisområdene i Norge er tett tilknyttet land hvor gass- og kullkraft ofte er prissettende teknologier. Dette betyr at disse teknologiene ofte vil være alternativkostnaden til kraftproduksjon i sørlige Norge. Sammenligner vi kraftprisen i Sørvest-

Norge (NO2) ser vi at denne sammenfaller vekslende med produksjonskostnaden til både kull og gass gjennom året. Samtidig som gassprisen økte gjennom tredje kvartal så vi at kraftprisen i Sørvest-Norge sammenfalt oftere og over lengre tid med produksjonskostnaden for gass enn tidligere i år. Dette har sammenheng med blant annet lav magasinifilling og forventinger som høyere kraftpriser framover. I en slik situasjon vil vannkraftprodusenter i Sørvest-Norge verdsette vannet høyt og legger seg oftere på et prisnivå for alternativkostnaden, som i denne perioden var gass. I slutten av kvartalet ser man igjen at kraftprisen i Sørvest-Norge i mindre grad legger seg opp mot gass. Dette har blant annet sammenheng med perioder med økt vindkraftproduksjon og at prisen i færre timer blir satt av gass. Det var denne perioden at sørlige Norge også hadde nettoimport.

Typisk produksjonskostnad for kullkraft- og gassproduksjon



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

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

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



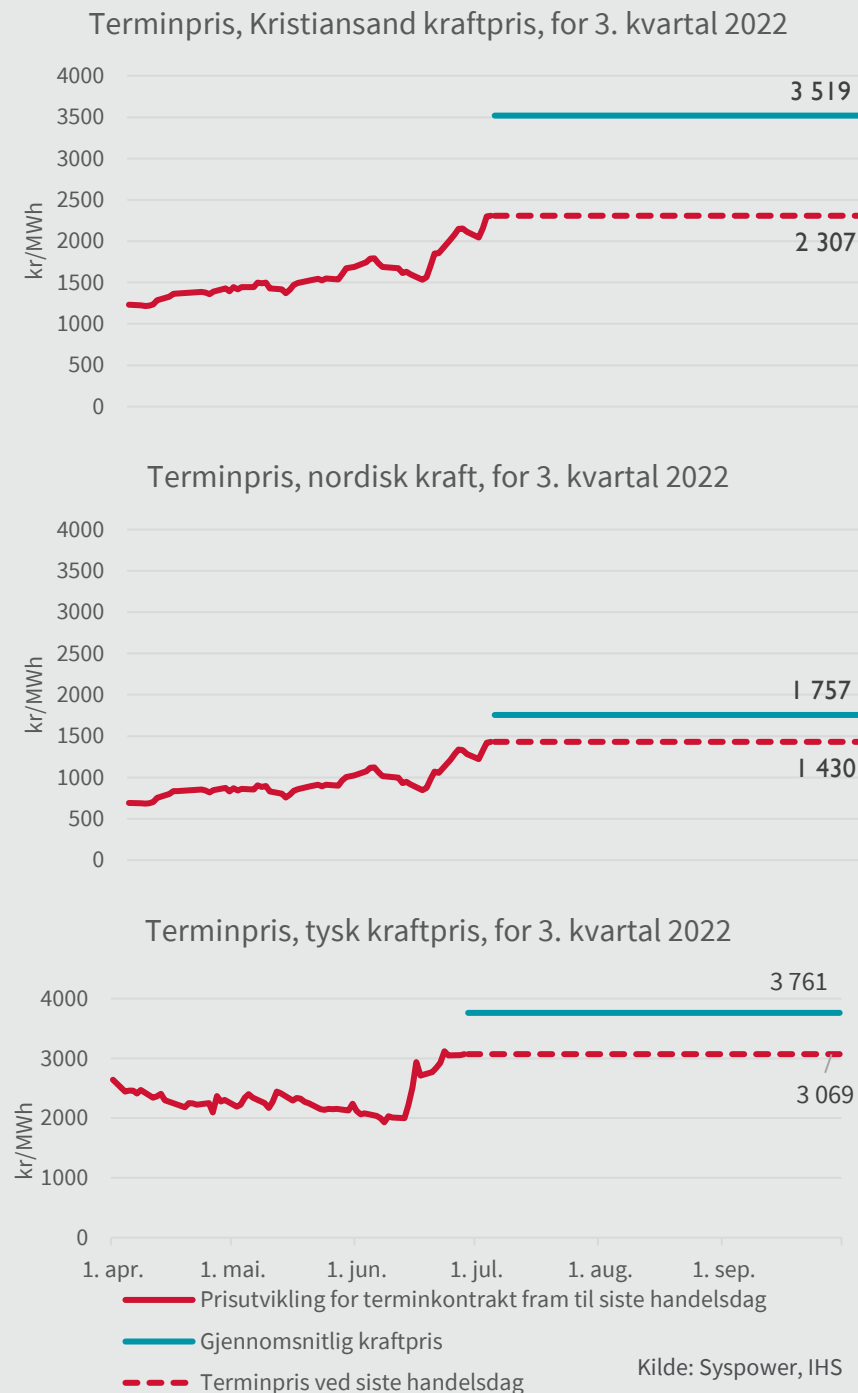
Terminkontrakter | Kraft

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 tre terminkontrakter for kraft levert i tredje kvartal 2022. Stiplet linje viser terminprisen ved siste handelsdag. Blå heltrukket linje viser hva den gjennomsnittlige kraftpris faktisk ble for tredje kvartal 2022.

Gjennom andre kvartal økte terminprisen på kraft i Sørvest-Norge (NO2) fra 1231 til 2307 kr/kWh. Økningen i prisforventningene i Sørvest-Norge henger sammen med både lavere vannmagasiner og økte prisforventninger i de områdene Sørvest-Norge har handelsforbindelse til, blant annet Tyskland. Høye brenselpriser og CO2-kvotepriis, da spesielt økning i gassprisen, bidro til å øke kraftprisen i Europa. Dette ser vi også ved at terminprisen på tysk kraft økte fra 2644 til 3069 kr/MWh i løpet av kvartalet. At kontraktene for tredje kvartal for de Sørvest-Norge og tyske kraftprisene gikk til levering på et høyt nivå, var en indikasjon på at markedet forventet høye kraftpriser for dette kvartalet.

At markedets forventning ikke alltid slår til, er illustrert i differansen mellom terminpris ved siste handelsdag (rød stiplet) og gjennomsnittlig kraftpris (blå heltrukket). Både kraftprisen i Sørvest-Norge og Tyskland ble høyere enn hva terminprisen var ved siste handelsdag. For Sørvest-Norge ble den faktiske kraftprisen 50 prosent høyere, mens den ble 25 høyere i for Tyskland. En av årsakene til forskjellen mellom forventet og faktisk kraftpris var prisutviklingen på gasspris gjennom tredje kvartal. Her var det en stor oppgang i slutten av kvartalet, noe som også ga en stor oppgang i den faktiske kraftprisen i slutten av kvartalet. Gassprisen påvirker tyske kraftpriser da det er denne produksjonstypen som er prissettene i mange av timene. På grunn av allerede lave vannmagasiner og relativt lite nedbør gjennom sommeren ble kraftprisen i Sørvest-Norge påvirket av denne oppgangen.

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





Sluttbrukerpriser |

Prisene i 3. kvartal fortsatte å ha store geografiske forskjeller. I foregående kvartal har prisene i to tre sydligste og de to nordligste prisområdene fulgt hverandre, men i 3. kvartal så vi geografiske forskjeller også innad i nord og sør. Prisene i Sørvest-Norge (NO2) var høyere enn i Sørøst- og Vest-Norge (NO1 og NO5), og prisene i Midt-Norge (NO3) var noe høyere enn i Nord-Norge (NO4).

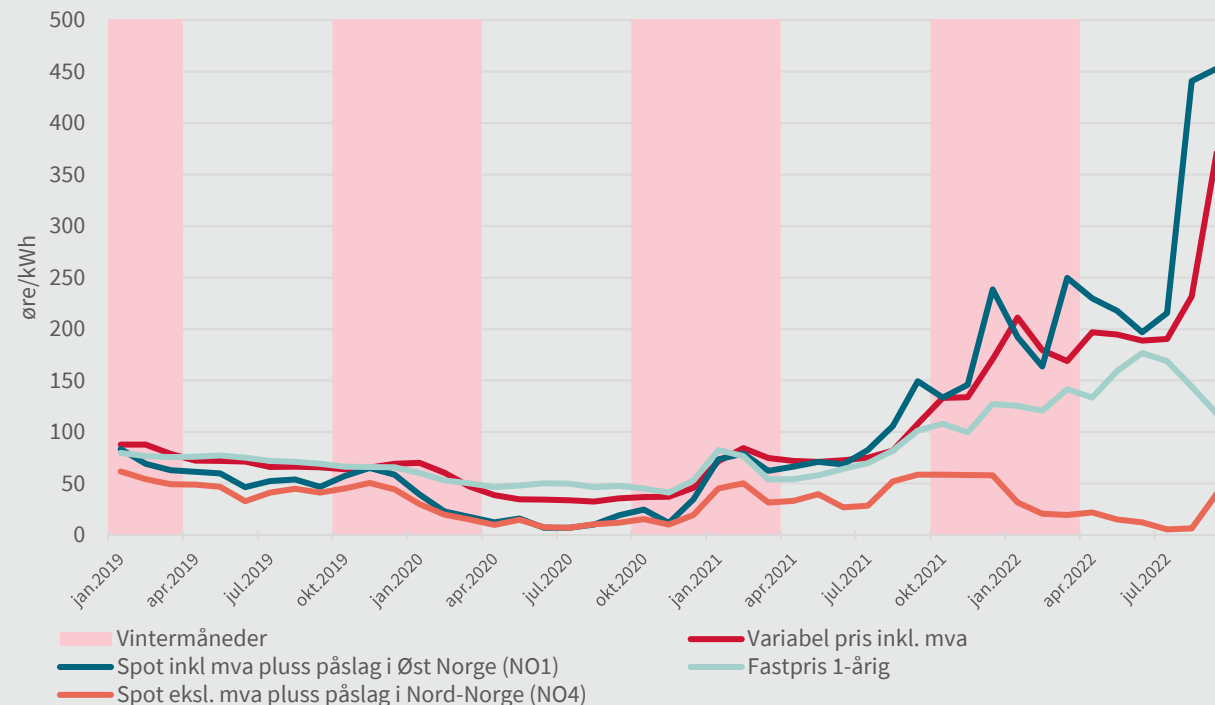
Figuren til høyre viser månedlig prisutvikling (øre/kWh) for variabelpris-, fastpris- og spotpriskontrakter de siste fire årene. Spotprisavtaler i sørlige Norge forble dyrere enn det nasjonale gjennomsnittet for 1-årige fastpriskontrakter og variabelprisavtaler. I Nord-Norge fortsetter prisen på spotpriskontrakter å skille seg fra prisene på andre kontrakter og var billigst gjennom hele 3. kvartal, som det har vært siden 1. kvartal 2021.

Tabellen til høyre viser gjennomsnittlig strømpris for ulike avtaletyper i husholdningsmarkedet i 3. kvartal 2022. Prisen for spotpriskontrakter i 3. kvartal var høyere i alle prisområder, sammenlignet med kvartalet før. I Vest- og Sørøst-Norge var gjennomsnittsprisen på spotpriskontrakter omtrent 366 øre/kWh, en økning på 76 % fra 2. kvartal. I Sørvest-Norge var økningen fra 2. kvartal på over 300 %. I Nord-Norge var gjennomsnittsprisen omtrent 17 øre/kWh. Dette er en økning på 7 % sammenlignet med kvartalet før, mens økningen i Midt-Norge var prisen for spotpriskontrakter omtrent 28 % høyere enn i 2. kvartal.

Prisen for variabelpriskontrakter var nesten tredoblet fra 3. kvartal 2021 og nidoblet seg fra prisen i 2. kvartal 2020. Priser for fastpriskontrakter er beregnet ved gjennomsnittsprisen av kontrakter som er tilbudt i flere enn ti nettområder. Dette betyr at de geografiske prisforskjellene vi opplever, ikke reflekteres i prisene for fastprisavtaler i tabellen. I løpet av 3. kvartal 2022 ble det tilbudt betydelig færre fastprisavtaler enn det har vært gjort tidligere, spesielt i de tre sørlige prisområdene. Tall fra strømpris.no viser at det mot slutten av september kun ble tilbudt 1 fastprisavtale i disse prisområdene.

Antall 1-årige fastpriskontrakter tilbudt	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Nov. 2021	24	24	30	31	24
Des. 2021	22	22	26	28	22
Jan. 2022	20	20	25	26	20
Feb. 2022	25	25	25	27	25
Mar. 2022	27	27	27	28	27
Apr. 2022	16	15	26	26	15
Mai. 2022	18	18	29	29	18
Jun. 2022	23	23	28	28	22
Jul. 2022	10	7	19	18	9
Aug. 2022	5	3	17	15	5
Sep. 2022	1	1	10	6	1

Variabel-, fast- og spotpris (KPI-justert) 1. kv 2019 - 3. kv. 2022



Priser på kontrakter (i øre/kWh) (Ikke KPI-justert)	3. Kvartal 2022	Endring fra 2. kvartal 2022	Endring fra 3. kvartal 2021	Endring fra 3. kvartal 2020
Spotpriskontrakt i Sørøst-Norge (NO1)	366,8	158,6	262,1	356,0
Spotpriskontrakt i Sørvest-Norge (NO2)	444,4	220,9	338,8	433,4
Spotpriskontrakt i Midt-Norge (NO3)	44,4	9,8	-27,0	31,6
Spotpriskontrakt i Nord-Norge (NO4)	17,2	1,2	-25,9	8,3
Spotpriskontrakt i Vest-Norge (NO5)	365,7	157,4	260,9	355,0
Variabelpriskontrakt	275,7	89,2	190,1	245,4
1-årig fastpriskontrakt	139,4	-16,4	58,1	96,4
3-årig fastpriskontrakt	105,9	-12,5	36,9	60,5

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 3. 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. En forbruker i Sørøst-Norge (NO1) har betalt ca. 8 200 kr mer 3. kvartal 2022 sammenlignet med samme periode 2021. Sammenlignet med 3. kvartal 2020 er differansen mer, ca. 11 200 kr. For forbrukere i Nord-Norge (NO4) har strømkostnaden vært omtrent 11 000 kr lavere enn i Sørøst-Norge i 3. kvartal.

Figuren viser hva en typisk husholdningskunde i Sørøst-Norge med variabelpris-, fastpris- og spotpriskontrakt betalte for strøm, avgifter og nettleie i 3. kvartal 2020, 2021 og 2022. Støtteordningen til husholdninger er inkludert, og ble i 3. kvartal utbetalt i de sydlige prisområdene (NO1, NO2 og NO5). Strømsøtten utbetalt i tredje kvartal 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 \(nve.no\)](https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/). Stønaden er lik for alle kontrakttyper.

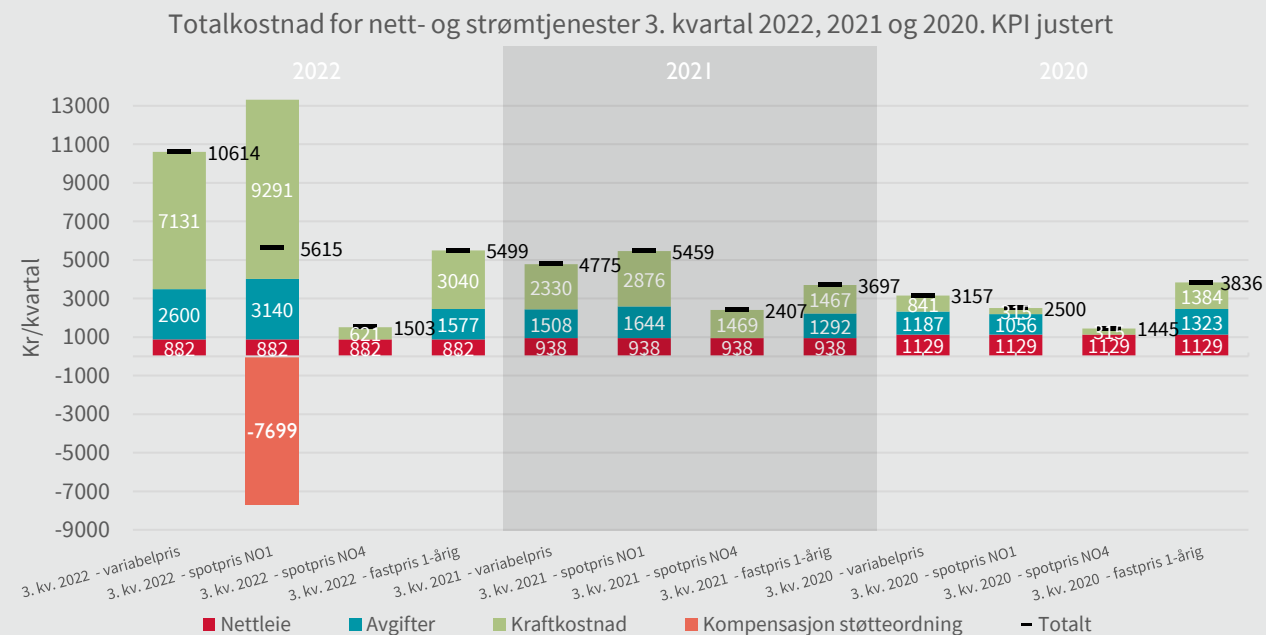
Totalkostnaden, inkludert stønad, for kunder i Sørøst-Norge med spotprisavtale var omtrent 5 600 kr, en økning på 3 % fra samme kvartal 2021 og 125 % fra 2020. For kunder i Nord-Norge er avgiftene i figuren vist som null, fordi det i store områder i Nord-Norge ikke betales mva eller elavgift på kraft. Totalkostnaden for en forbruker i Nord-Norge med spotpriskontrakt var omtrent 1500 kr, noe som var 38 % lavere enn samme kvartal 2021 og omtrent likt som i 2020.

Prisene for variabelpris- og fastprisavtaler er beregnet av et nasjonalt gjennomsnittet av kontrakter som er tilbudt i fler enn ti nettområder, dette betyr at prisene ikke reflekterer prisene i de ulike prisområdene. Figuren viser ikke strømsøtten for disse avtalene, fordi forbrukere ikke fikk støtte i alle prisområder. Kostnaden for en forbruker med fastprisavtale, vil i stor grad avhenge av hvilken pris kunden har. For noen kunder i de sydlige prisområdene, vil dette innebære at de får utbetalt mer i støtte enn kostnaden deres for strøm, avgifter og nettleie. For andre vil dette ikke være tilfellet.

Kroner per kvartal. 20 000 kWh årlig forbruk	Beregnet strømkost. 3. kv 2022	Beregnet strømkost. 3. kv 2021	Beregnet strømkost. 3. kv 2020	Differanse 3. kv 2022 og 2021	Differanse 3. kv 2022 og 2020
Øst-Norge (NO1)	11614	3363	357	8250	11257
Sørvest-Norge (NO2)	13775	3375	357	10400	13418
Midt-Norge (NO3)	1570	2194	411	-625	1159
Nord-Norge (NO4)	621	1374	284	-754	337
Vest-Norge (NO5)	11581	3368	349	8213	11232
Variabelpris kontrakt	8914	2724	945	6190	7969
1-årig fastpriskontrakt inngått uke 1*	3758	2209	1772	1548	1986
1-årig fastpriskontrakt inngått uke 26*	5383	1917	1434	3466	3949

* 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 26 2022	Uke 1 2021	Uke 26 2021	Uke 1 2020	Uke 26 2020
Pris 1-årig fastpriskontrakt (øre/kWh)	121,3	173,8	71,3	61,9	57,2	46,3



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/>