



# Kortsiktig Markedsanalyse 2022-27

November 2022

**Statnett**

# Forord

Vi utarbeider en ny Kortsiktig Markedsanalyse (KMA) en gang i året. Hensikten er å gi en systematisk oversikt over kraftsystemet og kraftmarkedet sånn det er nå og hvordan det vil utvikle seg år for år, de kommende 5 årene.

Utgangspunktet for årets analyse er spesielt med krig i Ukraina og energikrise i Europa. Dette preger hele energisektoren og gir ekstra høy usikkerhet om den framtidige utviklingen. Samtidig er det mye som ligger fast og mange robuste utviklingstrekk. Og årets analyse viser at energikrisen vil gå over og at energiomstillingen fortsetter, bare enda raskere:

- Bortfall av russisk gass gir knapphet på energi. Men fulle gasslagre, redusert forbruk og økt LNG gir gradvis mer kontroll og etter hvert lavere priser.
- Omstillingen til vind og solkraft produksjon framskyndes kraftig i Europa. Norge henger etter i energiutbyggingen.
- Kraftprisene blir etter hvert lavere. Norge får lavere pris enn kontinentet, og prisforskjellene nord-sør blir mindre. Men prisutviklingen er mer usikker enn normalt, både på grunn av krigen, gasstilgangen, og et mulig pristak på gass
- Elektrifiseringen fortsetter med høyt tempo i Norge, men forbruksveksten dempes noe de første 1-2 årene på grunn av høye kraftpriser
- Norge går mot underskudd på energibalansen
- Norden har underskudd på effekt. Det blir også gradvis mer utfordrende i Norge, og det er viktig at vannkraftverkene øker sin effektinstallasjon.

Analysen og rapporten er laget av Dalibor Vagner, Julie Gunnerød, Anders Kringstad, Rolf Korneliussen, Lasse Christiansen og Lars Martin Hytten, med bidrag fra flere.

Gunnar Løvås  
Konserndirektør, Kraftsystem og Marked  
9. november 2022



# Sammendrag Norge og Norden

Høye kraftpriser gir midlertidige reduksjoner i kraftforbruket i Sør-Norge. Med mange nye forbruksprosjekter blir det likevel høy vekst i det norske forbruket de kommende fem årene. I Basis legger vi til grunn en økning i normalårsforbruket fra ca. 140 TWh i 2022 til 164 TWh i 2027. Elektrifisering av petroleumssektoren utgjør en vesentlig andel, og mye kommer på slutten av analyseperioden. Utsettelse av prosjekter og varige reduksjoner som følge høye priser kan gi lavere vekst.

I Norge mot 2027 forventer vi bare 6 TWh økt produksjon, med størst bidrag fra vannkraft. Tydeligere politiske mål og mer positive markedsutsikter gjør at vi på lengre sikt forventer en betydelig vekst fra havvind, solkraft og til dels landvind. De første fem årene blir imidlertid veksten lav. I basisscenarioet gir dette en negativ energibalanse for Norge i et normalår i 2027. I Sør-Norge blir underskuddet større.

I de øvrige nordiske landene vokser produksjonen med ca 75 TWh i sum til 2027. Mesteparten kommer som vindkraft, men solkraft er også i sterk vekst. Veksten i forbruket er også høy. Dette gir et stabilt overskudd på den nordiske energibalansen på ca. 50 TWh hele veien til 2027. Overskuddet nord for snitt 2 i Sverige og Dovre i Norge holder seg på 60-70 TWh. Sammen med en betydelig forbedring av den finske energibalansen gir dette høy energiflyt nord-sør.

Kraftprisene i Sør-Norge har vært på et historisk høyt nivå i hele 2022, i hovedsak på grunn av de høye prisene i resten av Europa. I Midt og Nord-Norge har prisene så langt i 2022 vært unormalt lave som følge av mye vindkraft i Sverige, redusert nettkapasitet nord-sør og mye mer tilsig enn normalt.

Videre framover vil varierende vær gi et stort utfallsrom i kraftprisene i Norge. I Nord og Midt Norge er prisene ekstra sensitive for variasjoner i været. I tillegg gir kraftprisene i våre naboland mye usikkerhet for de norske kraftprisene, særlig for de første to årene i Sør-Norge.

Men selv om det er mye usikkerhet er det en klar trend mot lavere priser i snitt i vårt basisscenario. Her faller den sørnorske prisen til ca. 50-70 €/MWh i 2027 i snitt over året og i snitt over alle simulerte værår – fordi europeiske priser går ned.

Med et mer gjennomsnittlig vær, og økt handelskapasitet nord-sør i Sverige, viser våre simuleringer at prisene i Midt og Nord-Norge øker til 30-50 €/MWh i 2027. Kombinert med lavere priser i sør gir dette mye mindre prisforskjell nord-sør. Prisforskjellene er imidlertid fortsatt vesentlig høyere enn de har vært i snitt det siste tiåret før 2021.

# Sammendrag kontinentet og UK

Krig og en alvorlig energikrise har i 2022 gitt skyhøye kraftpriser i det meste av Europa. Dette skyldes i hovedsak bortfall av gassleveransene fra Russland. Samtidig har lite kjernekraft i Frankrike, tørke og lav vannkraftproduksjon i Alpene bidratt og i sum gitt en betydelig energimangel.

Da vi gav ut forrige KMA i desember 2021 forventet markedet en normalisering av gass- og kraftprisene i løpet av 2022. Med krigen i Ukraina, og nå tilnærmet full stopp i gassflyten fra Russland, vil dette ta lengre tid. Flere eksterne analyser viser at Europa, som følge av store forbruksreduksjoner og økt LNG-import vil klare seg uten russisk gass allerede nå. Her er usikkerheten stor, og særlig vinteren 2023-24 kan bli krevende. Og det vil ta flere år å bygge ut nok ny produksjonskapasitet globalt. I første omgang må derfor LNG kjøpes inn på bekostning av andre og gassforbruket holdes nede. Dette gir høye gasspriser særlig det neste drøye året. Videre til 2027 viser eksterne rapporter at prisene kan falle ned mot de reelle kostnadene for å bringe gass til markedet, som i forwardmarkedet tilsier en pris rundt 30% av 2022 nivået.

EU og UK framskynder den pågående energiomstillingen for å erstatte russisk energi. Dette innebærer raskere utbygging av sol og vindkraft, og at elektrifiseringen går fortere. Det er imidlertid usikkert hvor fort det lar seg gjøre å bygge ut fornybar produksjon. Det er også mulig at vi får mye nullpriser, tap av energi og lav inntjening for sol og vindkraft i en periode før forbruket øker og det kommer inn tilstrekkelige mengder med fleksibelt forbruk og lagring..

Strammere effektbalanse i timer med lite sol og vind er fortsatt en sentral utfordring ved den europeiske energiomstillingen. Energifikrisen gir imidlertid en kortsiktig forbedring i effektbalansen gjennom restart og forlenget levetid på kullkraft, og lavere kraftforbruk.

Energifikrisen og krigen gir et ekstraordinært stort utfallsrom for kraftprisene, særlig de første par årene. Blant annet kan en kald vinter og økt konkurranse med Asia om å få kjøpt LNG gi nye pristopper. Motsatt vil et europeisk pristak på gass brukt til kraftproduksjon gi en umiddelbar nedgang. Høyere utbygging av vind- og solkraft og økonomisk resesjon kan også dempe kraftprisene.

Modellsimuleringene med vårt oppdaterte basisscenario – Basis - viser en kraftig nedgang i kraftprisene på kontinentet og i UK, fra prisnivået slik det var inntil nylig rundt 100-300 €/MWh til omtrent 70-90 €/MWh i 2027 i snitt over året. Lavere gasspriser er viktigst, men prisene trekkes også ned av mer vind og solkraft. Likevel er de simulerte snittprisene for 2027 høyere enn vi hadde i vår forrige KMA, mye drevet av fortsatt relativt høye gasspriser.

Selv om basisscenarioet viser en tydelig trend er usikkerheten stor. Dette kan både gi en utvikling med gjennomgående lavere eller høyere priser enn i vår Basis. Samtidig er det også sannsynlig at det kan bli store svingninger i kraftprisene både over og under basisprognosen drevet av variasjoner i været og brenselpriser.

# Endringer fra forrige KMA

I denne analysen ser vi på perioden fra 2022 til 2027. Dette er et år lengre fram i tid enn i forrige KMA. Og siden vi da er såpass nærme 2030 – drøfter vi også kort hvordan de ambisiøse målene for utslippskutt og fornybarutbygging til 2030 i EU/UK påvirker utviklingen i siste del av vår analyseperiode.

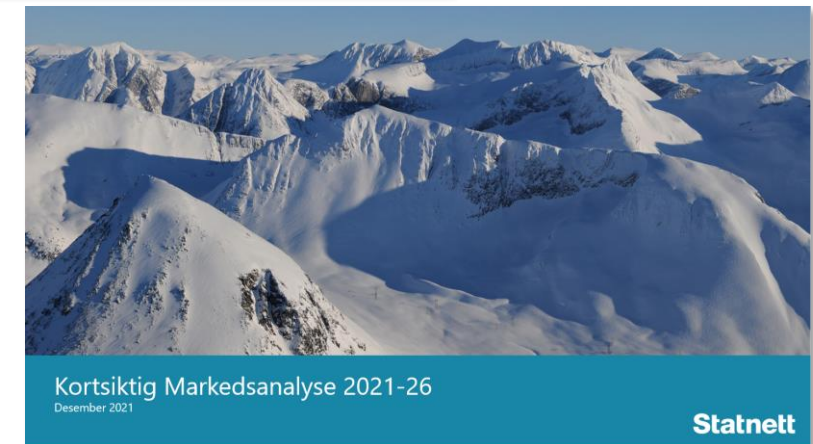
Siden forrige KMA har det blitt krig i Europa og det har vært og er energimangel og ekstremt høye energi og kraftpriser. Dette er en stor endring som påvirker hele kraft og energisektoren – og utgjør en stor forskjell fra forrige KMA.

For kontinentet og UK er følgende endringer viktigst:

- Høyere utbyggingstakt for sol og vind ihht. til Repower EU
- Forsinket utfasing av gass, kull og kjernekraft
- Mye høyere priser på gass og kull
- Høyere kraftpriser – som varer lengre
- Større volatilitet i kraftprisene

I Norge og Norden er følgende endringer viktigst:

- Mer forbruk i Norge i slutten av analyseperioden, men lavere forbruk de første årene delvis på grunn av de høye kraftprisene
- Enda større utbygging av vind og solkraft i resten av Norden
- Mer handelskapasitet nord-sør i Sverige og til Norge i sør
- Høyere og mer volatile kraftpriser



# Metode og avgrensninger

## Vi tar utgangspunkt i dagens kraftsystem og konkrete planer

Vi starter med å oppdatere databeskrivelsen av dagens kraftsystem, både i Norge og i de delene av Europa som dekkes av våre markedsmodeller\*. I neste trinn legger vi inn endringer kommende fem år basert på det vi regner som rimelig sikre planer, vedtak og politiske mål og virkemidler. Eksempler på dette er pågående utbyggingsprosjekter, eller prosjekter med endelig investeringsbeslutning innen produksjon, forbruk og nett.

For å fylle ut bildet videre til 2027 bruker vi i tillegg informasjon fra ulike eksterne prognoser, analyser og nasjonale planer, slik at vi i sum får opp et mest mulig realistisk bilde av utviklingen. I tillegg utveksler vi mye informasjon og data med andre TSO-er\*\*, både via det nordiske samarbeidet og i ENTSO-E.

Når det gjelder forutsetningene på brenselpriser og den europeiske CO<sub>2</sub>-prisen legger vi til grunn forwardprisene slik de er i markedet for de første årene. For senere år baserer vi oss på prognoser og mer fundamentale analyser fra ulike analysebyråer. For startåret 2022 bruker vi prisene som representerer forventet gjennomsnitt for dette året. Dette gjennomsnittet er en blanding av historiske priser og forward priser.

Begrensningene i det norske nettet er modellert med snittkapasiteter beregnet i Statnett for sikker drift. I tillegg legger vi inn reduksjoner basert på historiske markeds kapasiteter for å representere revisjoner. For det svenske nettet har vi i Basis handelskapasiteter med en profil over året for å ta hensyn til effekten av revisjoner og varierende kapasitet. Vi jobber med å få en bedre representasjon av de faktiske underliggende nettbegrensningene i det svenske nettet til vår kommende LMA (Langsiktig markedsanalyse) oppdatering.

Vi har ett basisscenario med varianter for høy og lav kraftpris – og en sensitivitet med lavere norsk forbruk.

\*Våre modeller dekker Norden, Baltikum, Polen, Tyskland, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Belgia, Nederland og Storbritannia.

\*\* Transmission System Operator – altså samme type selskap som Statnett i andre land – SvK, Fingrid, Energinet ++

## Vi simulerer markedsutviklingen med fundamentale modeller

Kraftsystemet er simulert ved hjelp av våre to system- og markedsmodeller Samnett og BID3. I sum gir disse en tilnærmet minimering av de løpende driftskostnadene for å dekke forbruket time for time i kraftsystemet vi modellerer. Samnett dekker det nordiske og baltiske kraftsystemet, og har sin styrke i en detaljert modellering av vannkraftsystemet og transmisjonsnettet. BID3 er vår europeiske markedsmodell med beskrivelse av termiske kraftverk, vind og solkraft, og batterier og forbruksfleksibilitet.

I denne analysen har vi simulert hvert år i analyseperioden for seg. For å fange variasjonen i været er datasettet for hvert år i analyseperioden simulert over 29 historiske værår i perioden 1988-2016. Snittet av 29 år gir en normalsituasjon. Dette gir en bra oversikt over konsekvensene av hovedtrendene i systemet. For å få med effekten av at vannkraften også til en viss grad kan optimalisere produksjonen mellom år bruker vi normalt å simulere sammenhengende over hele analyseperioden for alle værår. Det har vi ikke hatt kapasitet til å gjøre denne gangen. Vår noe forenklete tilnærming gir imidlertid en god nok representasjon av markedsutviklingen på det detaljnivået vi viser i denne presentasjonen.

## Avgrensninger

Denne analysen gir et overblikk over utviklingen. Selv om vi viser kurver med simulerte kraftpriser er ikke dette ment å være noen prisprognose. Poenget er å få frem trender og underliggende sammenhenger for systemet og kraftprisene. Hva som faktisk blir kraftprisen time for time er uansett usikkert som følge av været og hvordan utviklingen blir videre med krig og energimangel i Europa. Utfallrommet og usikkerheten for kraftprisene er mye større enn vanlig.

Mer spesifikke spørsmål krever dypere analyser enn hva vi presenterer her. KMA gir oss imidlertid et bra utgangspunkt for slike analyser. Videre minner vi om at det er forskjeller mellom modellsimuleringene og det virkelige systemet. Modellresultatene våre må derfor ikke tolkes bokstavelig.



## Del 1: Hovedtrekk for produksjon, forbruk, nett og brenselpriser

Denne delen handler om politikk og drivere, fysisk utvikling av produksjonskapasitet, forbruk og nett – og utviklingen i brenselmarkeder og CO<sub>2</sub>-pris

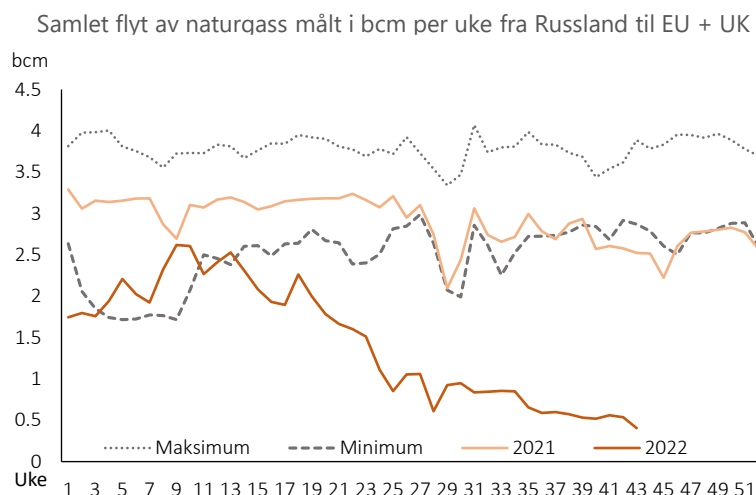
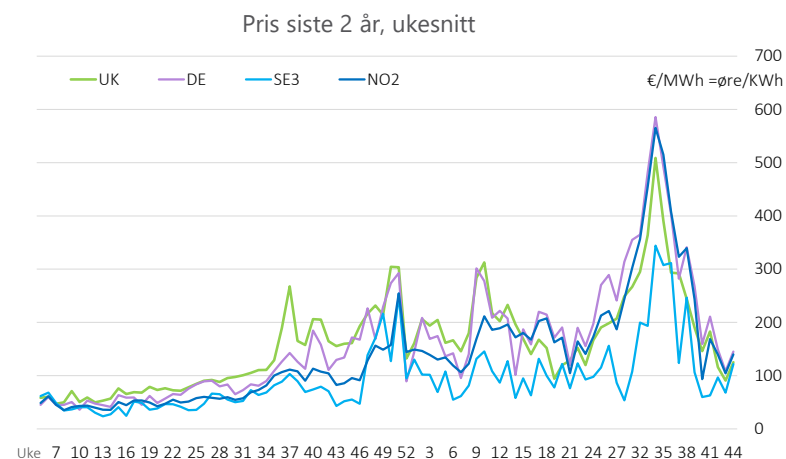
# Europa - energikrise og omstilling til null utslipp dominerer

Konflikten med Russland og krigen i Ukraina dominerer markedet og preger nå utviklingen av hele kraftsektoren i Europa. Allerede fra sommeren 2021 reduserte Russland eksporten av gass til Europa\*, og nå har leveransene nesten stoppet helt. Dette innebærer et enormt og varig bortfall av primærenergi på nesten 1500 TWh per år. I tillegg har ekstremtørke og korrosjonsfeil det siste året gitt et bortfall på over 100 TWh fra fransk kjernekraft. Tørken har også redusert Europas samlede vannkraftproduksjon med 160 TWh. I sum har dette gitt og vil fortsette å gi knapphet på energi for Europa samlet sett – og rekordhøye energipriser.

EU og de europeiske landenes hovedrespons på energikrisen har vært å ytterligere framskynde overgangen til et utslippsfritt energi og kraftsystem. Både EU og UK har lovfestede klimamål som i praksis innebærer en rask overgang til null utslipp innen energi, industri og transport.

I 2021 vedtok EU en kraftig innskjerping av målene for 2030 med blant annet et samlet utslippskutt på 55 % og tilhørende virkemidler gjennom "Fit for 55" pakken. Da krigen kom, utarbeidet og vedtok EU en forbedret og forsterket versjon av dette med "RepowerEU" planen. Blant annet øker EU målet for fornybarandel av samlet energibruk til 45 % i 2030. Parallelt har flere av nasjonalstatene i løpet av 2022 vedtatt nye mål, planer og virkemidler som støtter opp om disse målene. Blant annet viser Tyskland i sin "Påskepakke" hvordan de tenker å få til et utslippsfritt kraftsystem, som er mye større enn i dag allerede til 2035 - tilnærmet utelukkende basert på vind og solkraft.

Det andre hovedtiltaket for å håndtere krisen, både fra EU og de enkelte landene, er kraftfulle sparetiltak, både på gass og kraft. Det tredje handler om å skaffe andre leverandører av gass gjennom LNG og i større grad bruke andre energikilder. Et større antall kullkraftverk som var lagt ned blir gjenåpnet og andre får forlenget levetid. Det samme gjelder for enkelte kjernekraftverk. Til slutt har EU og de europeiske landene innført ulike virkemidler for å kunne håndtere de høye prisene og de diskuterer også tiltak for å endre prissettingen av både gass og kraft.



Minimum og maksimum i grafen er for periodend 2015 til 2020  
Kilde: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>

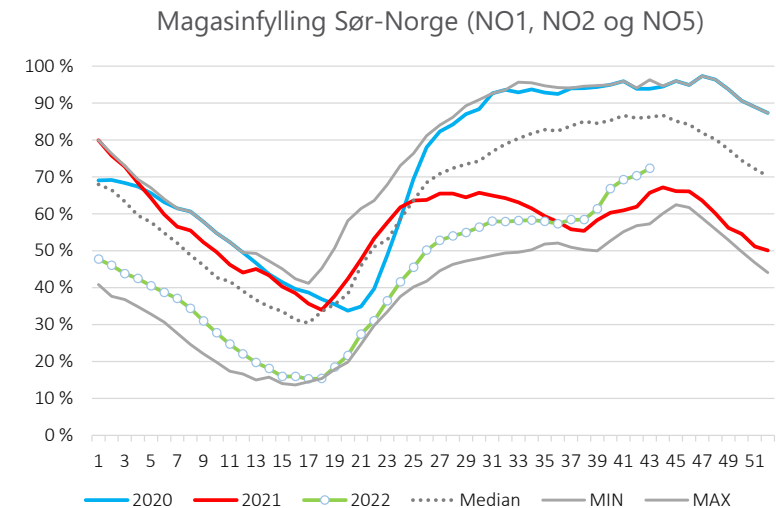
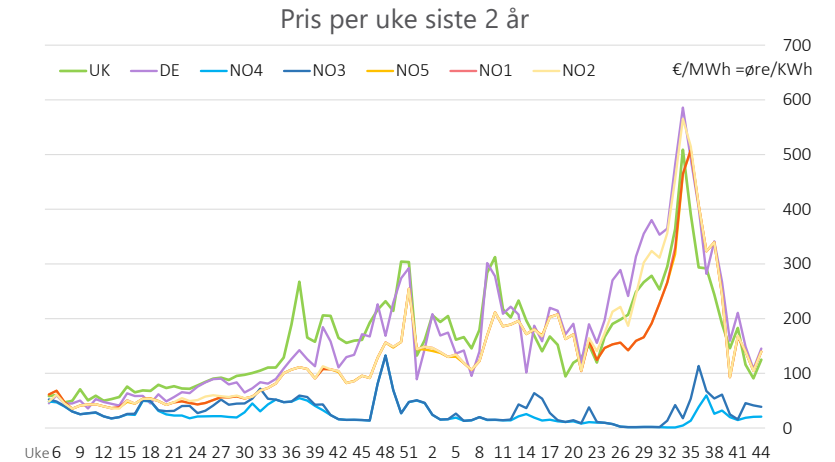
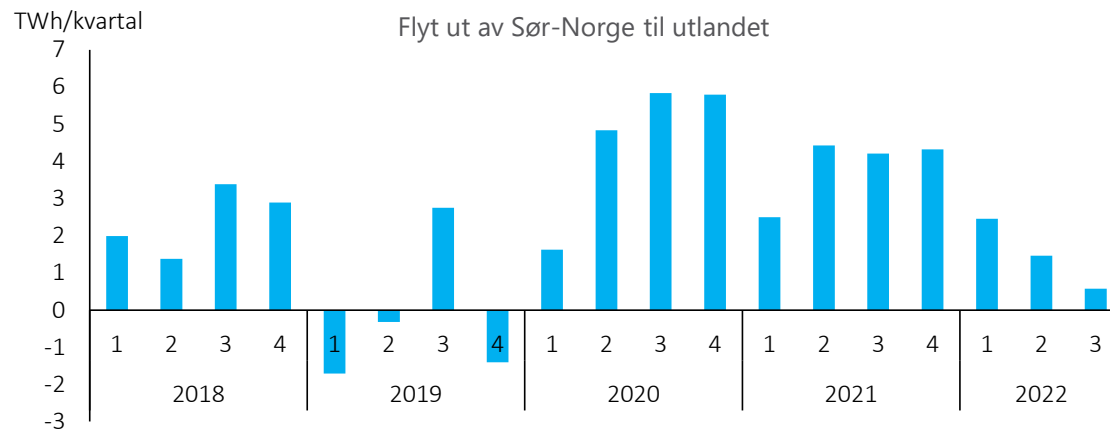
\* Både IEA og EU kommisjonen konkluderer med at Russland skapte en kunstig knapphet på gass allerede i andre halvår av 2021



# Norge 2022 - store prisforskjeller og stram energisituasjon

Markedssituasjonen i Norge har det siste året vært todelt. I sør har vi hatt historisk høye kraftpriser drevet av høye priser i våre naboland og relativt lave tilsig til vannkraften. I Midt og Nord-Norge har situasjonen vært motsatt med ekstra mye tilsig og lave priser. Lav kapasitet nord-sør i Norge og redusert kapasitet nord-sør i Sverige, kombinert med et stadig større overskudd på energibalansen nord for snitt to i Sverige, bidrar også sterkt til at det har vært store interne prisforskjeller nord-sør i Norge.

Større produksjon enn hva som kom i tilsig høsten 2021 har, sammen med fortsatt lave tilsig gjennom 2022, medført at vi lenge har hatt ekstra lav fyllingsgrad i Sør-Norge. Kombinert med den usikre situasjonen knyttet til gassforsyningen på kontinentet og i UK har derfor Statnett vurdert energisituasjonen i Sør-Norge som stram. Vi har også fått gradvis mindre nettoeksport utover i 2022. De siste ukene har også mye tilsig og fortsatt relativt lav produksjon gitt en bedret fyllingsgrad i Sør-Norge.



\* Vi legger til grunn en midlertidig nedgang i forbruket for referanseåret 2022 på 2 TWh drevet av høye priser. Dette er et omtrentlig anslag.

# Norge – utslippskutt og ny industri gir høy forbruksvekst

Energiomstillingen er i gang og gir forbruksvekst allerede nå

Transport, energi og industrisektoren i Norge må omstilles for å kutte klimagassutslippene. Elektrifisering vil da være det viktigste tiltaket. Det gir mye mer kraftforbruk – selv om det parallelt er en betydelig energisparing. Det er også mange planer om utvidelser og nye industriprosjekter som vil bidra til økt kraftforbruk. Statnett ser det tydelig i de store forespørselsvolumene om nettilgang, som både omfatter utvidelser av eksisterende forbruk og nyetableringer.

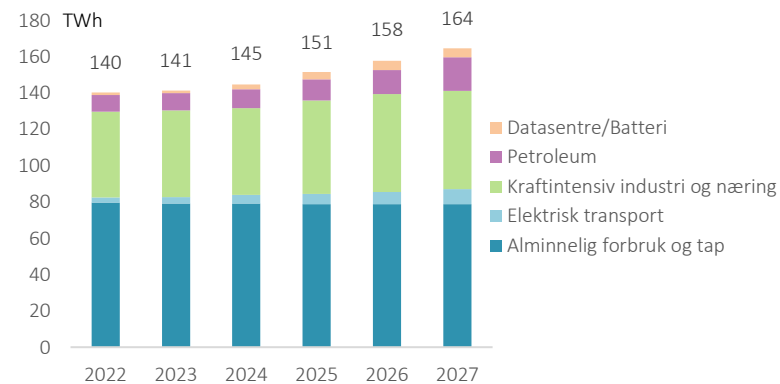
Mye av forbruksveksten fremstår som sikker selv om vi nå har ekstremt høye kraftpriser

De siste fire årene har ca. 30 GW forbruk bedt om nettkapasitet og bare i 2022 har vi fått forespørsel om 8 GW. Dagens samlede maksforbruk er til sammenligning ca. 27 GW. På grunn av begrenset nettkapasitet har kun 7 av de 30 GW fått reservert plass, men dette utgjør likevel opp mot 40 TWh forbruk. Mange forhold påvirker når og hvor mye av dette som kommer. Markedsutsikter og kraftpriser påvirker forbruksgruppene ulikt, og vi tar bare med det mest modne og sikreste forbruket i Basis.

Petroleumssektoren har konkrete og modne elektrifiseringstiltak. I basis øker forbruket med 9 TWh i femårsperioden. I tillegg ser vi en stor vekst fra etablerte og nye aktører innenfor KII og batteri/datasenter, og en jevn vekst på elektrisk transport, med økende grad av elektriske ferger og nyttekjøretøy. Det kommer mer ENØK, også utenfor husholdningene. Men selv om ENØK isolert sett gir lavere forbruk er det ikke i nærheten av å kunne gi nedgang i det samlede forbruket. Den oppdaterte basisprognosen er samtidig noe lavere enn i forrige KMA. Dette skyldes delvis utsettelse i noen prosjekter og at vi har justert ned estimatet for nettap. Vi mener imidlertid at kombinasjonen av høy betalingsvilje til mye av forbruket som kommer inn – og fallende kraftpriser – gjør det sannsynlig med høy vekst i forbruket samlet sett og at dette øker på utover i den kommende femårsperioden.

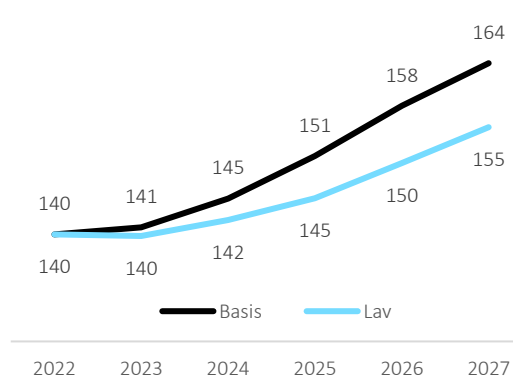
I vår Basis har vi en forbruksøkning fra 140 til 164 TWh de neste fem årene. Dette er vårt "best guess" basert på detaljerte forbruksplaner i hele landet. Med så stor vekst er det samtidig en viss usikkerhet knyttet til når forbruket kommer og volumet. På den ene siden har vi nå svært høye kraftpriser. Det er også lite ny produksjon på vei inn de kommende årene og dermed kan en del av den mer prisfølsomme veksten i industriforbruket flytte til andre land. Kombinert med utsettelse i større prosjekter kan dette gi lavere vekst, som illustrert med en lavere bane i figuren under. På den andre siden tilsier de mange planene og prosjektene rundt om i landet at vi kan få høyere vekst enn i Basis, men dette er trolig mer sannsynlig når vi kommer litt lengre ut i tid og aktørene blir mer sikre på at det faktisk kommer mye mer produksjon inn.

Basisprognose for norsk forbruksutvikling (TWh)



\* Normalårsforbruk ekskl. tap i underliggende nett.

Scenario for norsk forbruksutvikling (TWh)



# Vi forventer underskudd på energibalansen fra 2027

## Lite vekst i kraftproduksjonen de neste årene sammenlignet med forbruksøkningen

I Norge forventer vi 6 TWh økt produksjon og vår basis øker fra 157 TWh til 163 TWh i 2027. Utbyggingen av landvind har stoppet opp og veksten de neste fem årene kommer i hovedsak fra vannkraft. Historisk sett er dette et relativt høyt utbyggingsnivå, men likevel beskjedent sammenlignet med forbruksveksten.

Tydligere politiske mål og mer positive markedsutsikter, gjør at vi på lengre sikt forventer en betydelig vekst fra havvind, solkraft og kanskje også noe landvind.

## Norge går mot et underskudd på energibalansen i et normalår i løpet av fem år

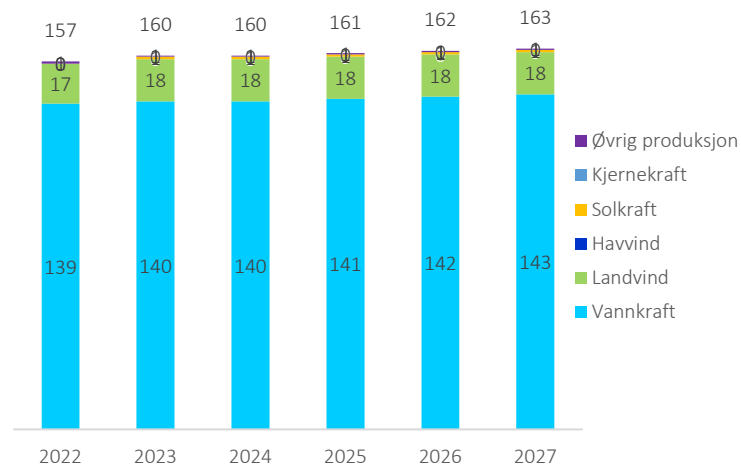
Høy forbruksvekst og mer moderat økning i produksjonen gir en svakt negativ energibalanse for Norge, i gjennomsnitt over de 29 værårene vi bruker i våre simuleringer. I Basis går vi fra et overskudd i dag på ca. 18 TWh til et underskudd i 2027 på 2 TWh. Sør-Norge går i samme tidsperiode fra et overskudd på rundt 7 TWh til et underskudd på 7 TWh. Uten ny produksjon kan underskuddet bli enda større om ikke forbruket bøyer av på grunn av høyere priser i Norge enn i våre naboland. Vi forventer imidlertid at situasjonen med underskudd vil snu etter hvert som det kommer inn betydelig mer kraftproduksjon lengre ut i tid.

## Værvariasjonene gir stort utfallsrom i kraftbalansen

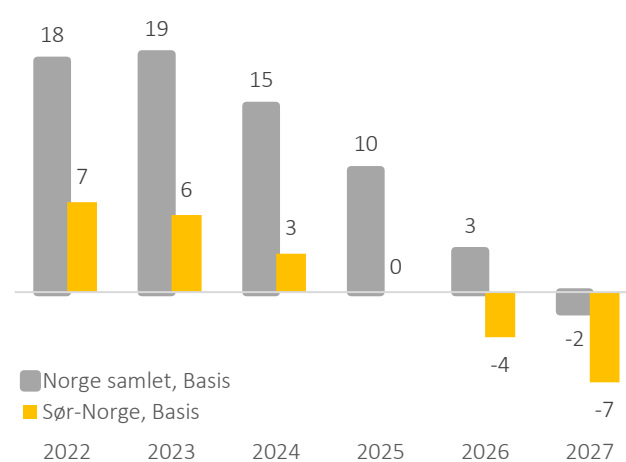
Forbruket blir påvirket av temperatur og mengden nedbør betyr mye for vannkraften. Dette varierer mye fra år til år og kan gi store svingninger utover normalårene. Dette innebærer at vi i et tørt og kaldt år kan få en betydelig negativ kraftbalanse over året før 2027, selv med det lave forbruksscenarioet.

Motsatt vil våte og milde år kunne gi et stort overskudd, også i 2027 i Basis.

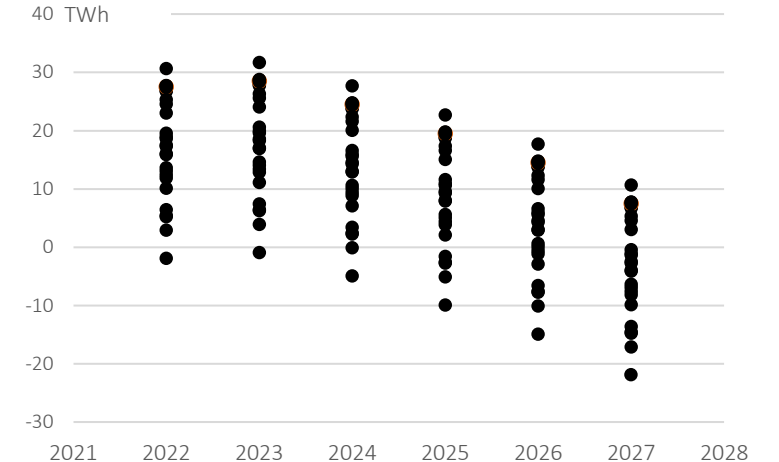
Basisprognose for norsk produksjonsutvikling (TWh)



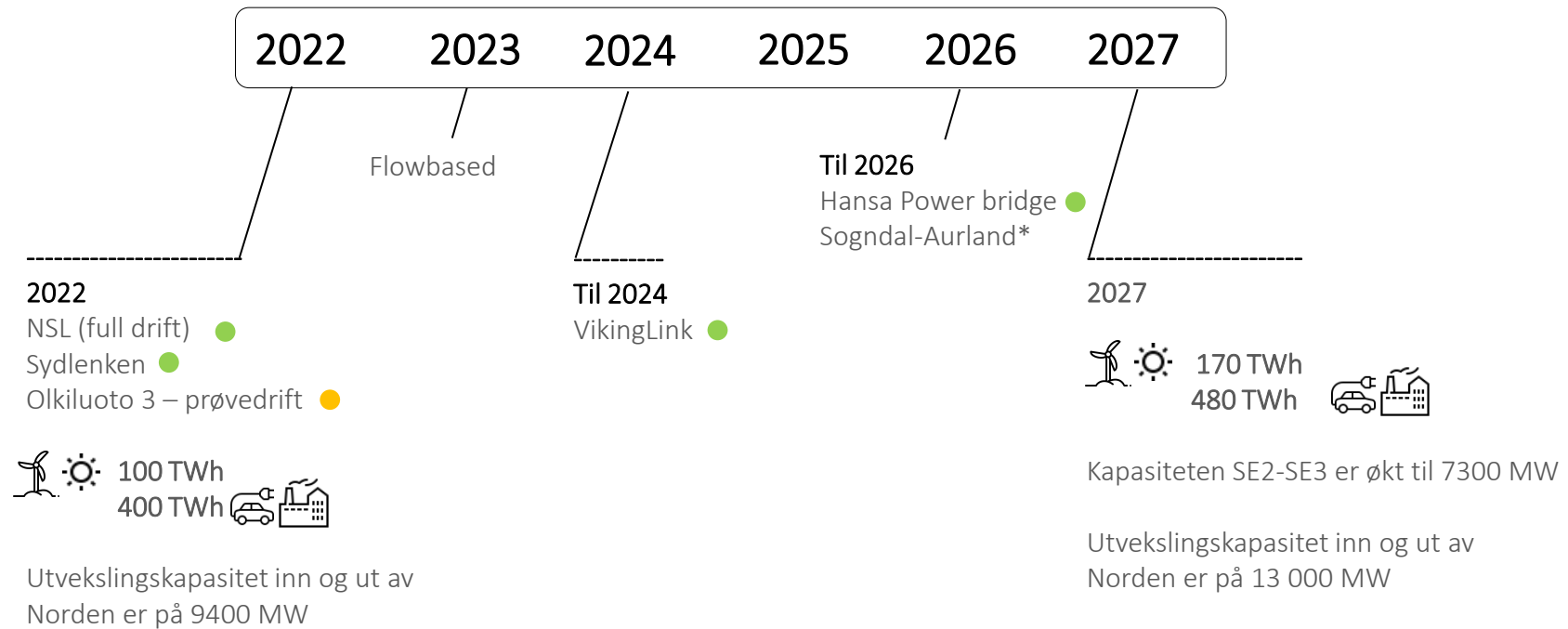
Norsk gj.snittlig årlig energibalanse (TWh)



Utfallsrom for årlig energibalanse – kun drevet av været i Basis



# Norden - stor volumvekst på få år



# Norden – kraftproduksjonen øker i takt med forbruket

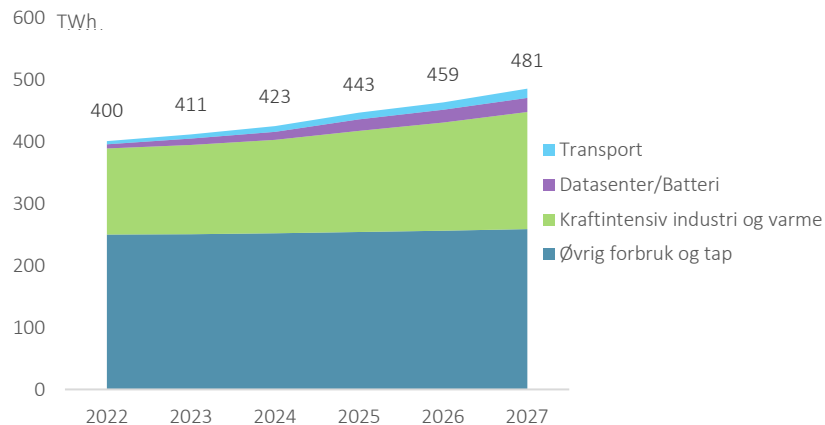
Samlet for Norden øker både produksjon og forbruk med ca. 80 TWh i analyseperioden. Dette gjør at nettoeksporten og overskuddet på kraftbalansen i et normalt værår holder seg stabilt rundt 50 TWh for hele Norden samlet.

Finland har størst produksjonsvekst med i underkant av 40 TWh. Dette innebærer en økning på nesten 40 % på bare fem år. Høy utbyggingstakt for vindkraft på land er en vesentlig årsak. I Basis øker produksjonen fra landbasert vindkraft med nesten 30 TWh / 8600 MW. I 2027 er det da rundt 45 TWh / 13 000 MW. Til sammenligning er det finske maksimalforbruket i dag omtrent 15000 MW på en kald vinterdag. I tillegg øker produksjonen fra kjernekraft, når Olkilouto 3 kommer i full drift. Til tross for en rimelig høy vekst i forbruket på 16 TWh gir dette en betydelig forbedring i Finlands energibalanse i et normalår.

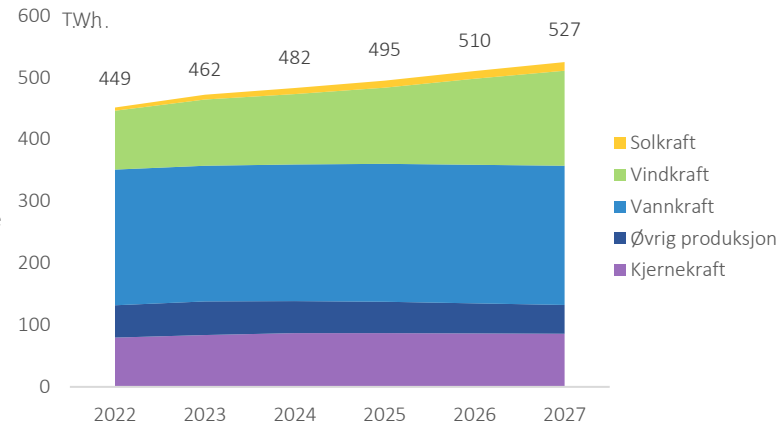
Sverige har i dag et stor overskudd på energibalansen på rundt 40 TWh. Med en vekst i både produksjon og forbruk på i overkant av 20 TWh opprettholdes kraftbalansen på det samme høye nivået. Også i Danmark er det høy vekst og store planer om både ny havvind, solkraft og elektrifisering. Offisielle tall fra Energinet er ikke oppdatert med nye politiske beslutninger og planer. Basert på egne vurderinger opp mot politiske vedtak har vi i Basis lagt inn en vekst på 11 TWh i produksjon og hele 19 TWh i forbruk. Mye av forbruket kommer gjennom produksjon av hydrogen gjennom elektrolyse. Innen 2030 er målet å ha en installert effekt 6 GW til produksjon av hydrogen til ulike formål i Danmark, noe som vil gi en voldsom vekst i energiforbruket over året. I sum gir dette en svak nedgang i kraftbalansen til minus 4 TWh, men her er det godt mulig at produksjonsveksten blir høyere og at det fortsatt blir pluss i energibalansen i et normalår.

Overskuddet nord for snitt to i Sverige og Dovre i Norge er i dag på litt over 60 TWh og holder dette nivået de neste fem årene. Men med nesten 30 TWh økning i den finske balansen blir det mer energitransport sørover gjennom snitt to i Sverige og også i Norge. Dette opprettholder flaskehals selv om nettkapasiteten øker.

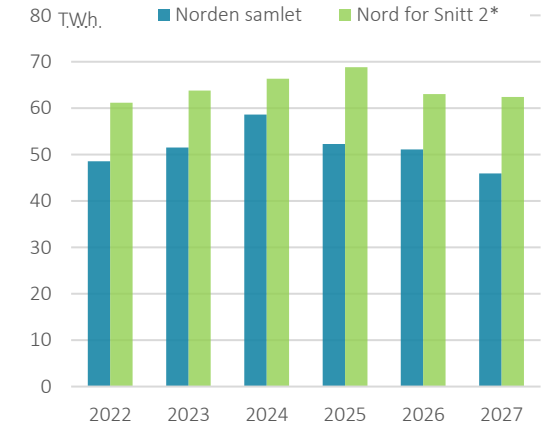
Utvikling i forbruk i Norden (TWh)



Utvikling i produksjon i Norden (TWh)



Utvikling i nordisk kraftbalanse (TWh)



\*Kraftbalansen i SE1, SE2, NO3, NO4 samlet

# Økt handelskapasitet nord-sør i Sverige og i Hasle

Norge og Sverige har mye kraftutveksling og et felles masket AC nett der kraften følger minste motstands vei. Kombinert med mye overskudd nord i Sverige og mange flere svenske ledninger nord-sør, gjør dette at flyt og flaskehals i Sverige påvirker Norge.

Vi har tidligere vist, både i forrige KMA og LMA samt i en egen [presentasjon](#) tidligere i år, at særlig utbyggingen av vindkraft nord for snitt 2 i Sverige vil gi fysisk flaskehals nord-sør i det norsk-svenske nettet. Dette er en av årsakene til at både SvK og Statnett er i ferd med å oppgradere nettet nord-sør. Dette tar imidlertid tid og når SvK siden våren 2021 har redusert handelskapasiteten gjennom Sverige og fra Sverige til Norge i sør over Haslesnittet, og det også har vært mer tilsig enn normalt til vannkraften i Nord og Midt-Norge, så har de fysiske flaskehalsene blitt større enn tidligere forutsett.

Sammenlignet med 2021 har SvK økt handelskapasitetene i 2022. Og i sin siste [fremdriftsrapport](#) til den svenske regjeringen lover SvK å gi minimum 6500 MW på snitt to mellom SE2 og SE3 gjennom vinteren 2022-23. Maksimal kapasitet er 7300 MW, på nivå med historisk maksimal kapasitet. Videre skriver SvK at kapasiteten i slutten av vår analyseperiode skal være mellom 7100 og 8100 MW. I sum innebærer dette en kraftig økning fra sommeren 2021 da det tidvis var under 5000 MW i kapasitet.

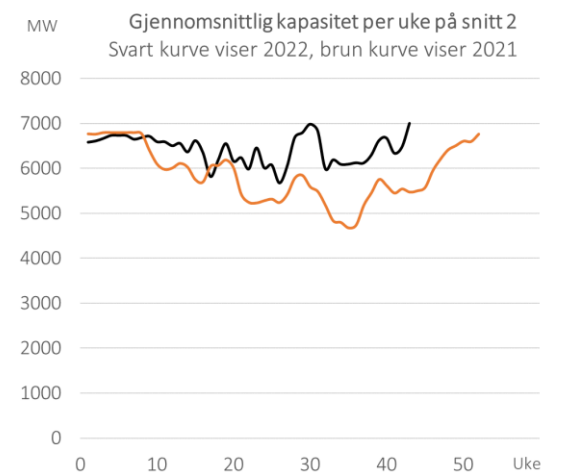
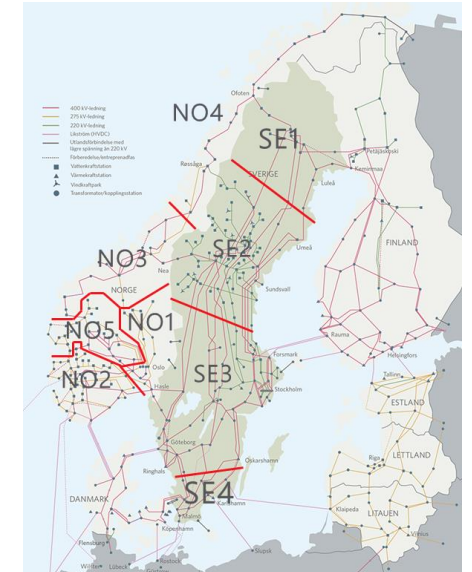
Kapasiteten fra SE3 til NO1 over Haslesnittet inngår i dag i en sumrestriksjon sammen med kapasiteten fra SE3 til Jylland. I den nevnte rapporten skriver SvK at sumkapasiteten for kommende vinter heves til minimum 750 MW og maksimum 1500 MW. Dette er vesentlig lavere enn den har vært historisk – men det er likevel en betydelig forbedring fra kapasiteten det siste året.

Flytbasert Markedskobling (FB) er planlagt innført i 2023. Dette innebærer at informasjon om fysiske nettbegrensninger inngår i beregningen av flyt og pris, og at flere snittkapasiteter vil inngå enn dagens handelskapasiteter. FB vil gjøre det lettere å utnytte kapasiteten i nettet, og vil i mange tilfeller føre til at mer kapasitet er tilgjengelig der det er størst behov for den.

Til denne analysen har vi sammen med SvK oppdatert databeskrivelsene for topologien i det norsk-svenske nettet som vi bruker i våre modellsimuleringer. Vi har også kommet langt i å få opp de reelle snittbegrensningene i det svenske nettet som ligger under de oppsummerende snittene 1, 2 og 3. Målet er å få simulert dette med flytbasertalgoritmen i vår Samnettmodell. Her er vi imidlertid ikke helt i mål og i Basis har vi derfor brukt handelskapasiteter:

- Snitt 2: 6800 MW for 2023, opp 400 MW fra gj.snittet i 2022. Til 2027 forutsetter vi gradvis økt kapasitet til 7500 MW
- Hasle: 1000 MW fra SE3 til NO1 og 1450 motsatt vei i 2022-23. Deretter forutsetter vi en økning til ca 1500 hver vei

Vi legger på en profil for å gi en representasjon av revisjoner i begge snittene.



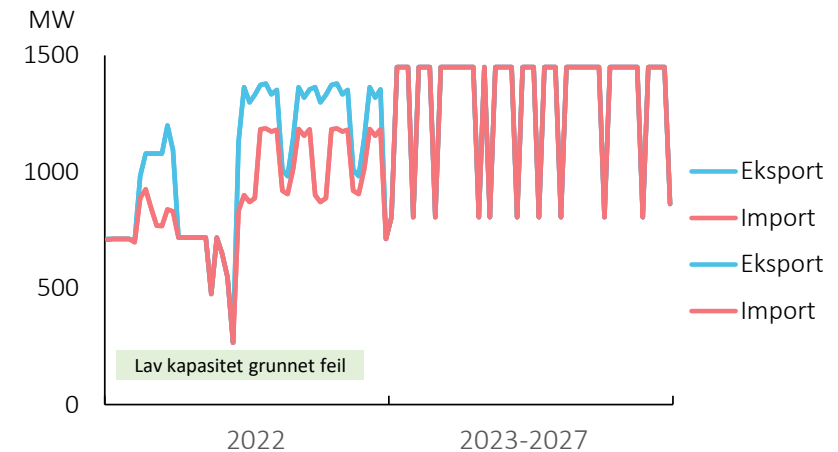
# Norske snittkapasiteter og kapasitet på DC kabler

NSL har vært i prøvedrift mye lengre enn ventet på grunn av diverse feil og at Statnett og National Grid trengte å få erfaringer før full kapasitet ble gitt. Analysen tar utgangspunktet i at full kapasitet blir tilgjengelig fra 2023, men med at det fortsatt blir uforutsette utfall og kapasitetsreduksjoner som trekker ned den gjennomsnittlige kapasiteten.

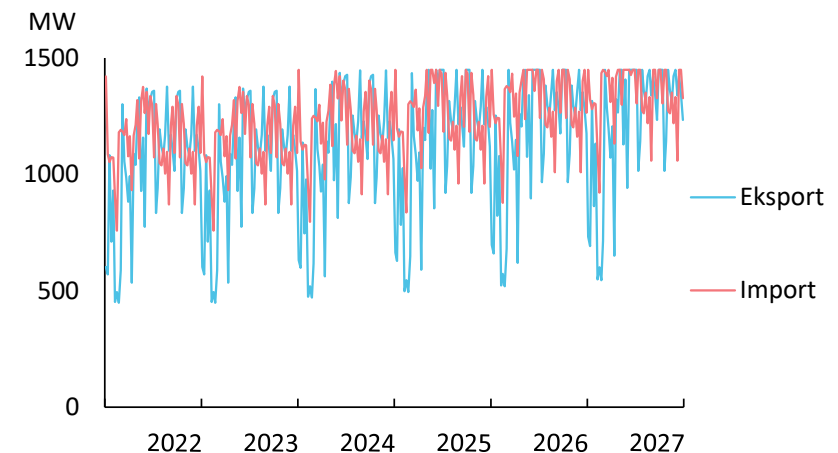
Nord Link har vært i ordinær drift lengre enn NSL. Vi ser at eksportkapasiteten gitt til markedet ofte blir redusert fra tysk side på grunn av interne flaskehalser i det tyske nettet. Som regel blir det begrenset mulighet til å eksportere til Tyskland i perioder med mye vindkraftproduksjon i Nord-Tyskland. Vi tar utgangspunkt i historisk profil og øker kapasiteten litt hvert år fordi Tyskland har forpliktet seg til å øke tilgjengelig kapasitet over tid, og fordi nettutviklingen i Tyskland gir mer intern nettkapasitet etterhvert.

**Internt i Norge** bruker vi i denne utgaven av KMA de faktiske snittkapasitetene som kraftsystemet blir driftet etter som underlag – som da blir tatt hensyn til i flytbasert algoritmen i Samnett. I sum har vi lagt inn ca. 50 snittkapasiteter for ulike kombinasjoner av ledninger. Dette er beregnet med de tekniske nettmodellene PSSE og Aristo\* for å gi grenser for sikker drift med N-1 og eventuelt med bruk av systemvern der dette er aktuelt. For å få en viss representasjon av kapasiteten når det er revisjoner og utkoblinger på grunn av nettutbygging har vi lagt på en profil som trekker kapasiteten noe ned i tillegg. Når vi simulerer med disse snittene og flytbasert i Samnett får vi i sum likevel en noe høyere utnyttelse av nettet enn hva vi har observert historisk. Noe av dette skyldes trolig at vi ikke klarer å representere snittene som oppstår når det er revisjoner fullt ut. Samtidig forventer vi at det skal bli økt utnyttelse når vi nå innfører flytbasert markedskobling i Norden.

Historikk og forutsetning for tilgjengelig kapasitet på NSL



Historikk og forutsetning for tilgjengelig kapasitet på NordLink



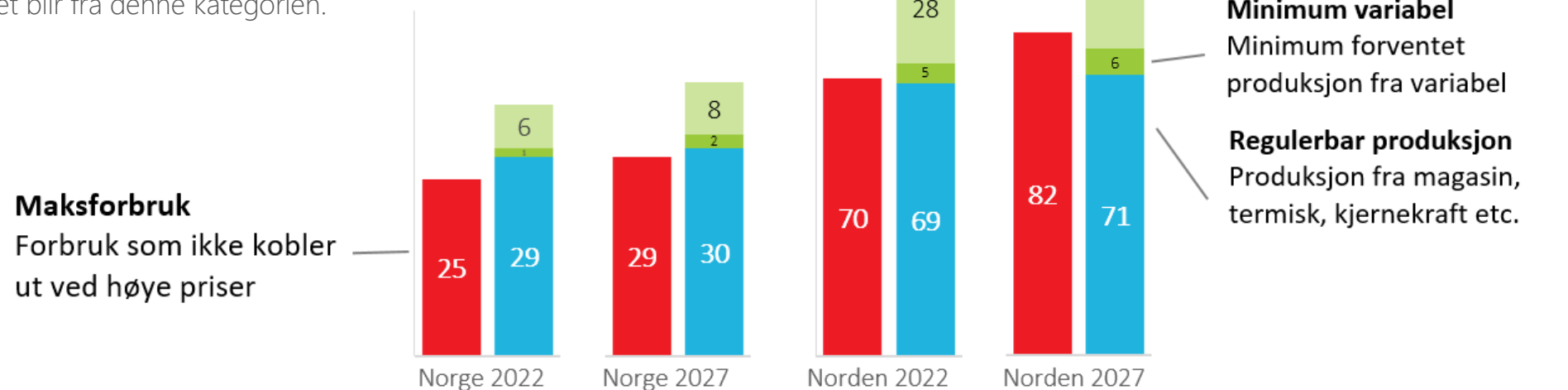
\* I Samnett har vi også en nettmodell med den samme fulle topologibeskrivelsen av nettet som i PSSE/Aristo, som beregner lastflyten i alle ledninger basert på de fysiske lovene for strøm og spenning time for time. Men vi må beregne kapasiteter i PSSE og Aristo.

# Norsk og nordisk effektbalanse blir mer anstrengt

Mye av forbruket som kommer inn de neste fem årene er lite fleksibelt. Dermed øker også det maksimale effektbehovet og vi får raskere en stram effektbalanse på kalde vinterdager i Norge.

I Finland og Sverige er det allerede en stram balanse med underskudd på effektbalansen på dager med høyt forbruk og lite vind og solkraft. I slike perioder blir kraftprisene ekstra høye: Dette vil gi høye pristopper i Norge og da særlig på Østlandet og Vestlandet (NO1 og NO5).

Figuren er en illustrasjon. Her ligger det inne noe fleksibilitet i forbruket\* som reduserer maksforbruket. Det vil også være et visst bidrag fra den variable produksjonen – illustrert som "minimum variabel" – men det er usikkert hvor stort bidraget blir fra denne kategorien.



\* Tallene for maksforbruket i Norge og Norden er en illustrasjon på en hovedtendens og må ikke tolkes for bokstavelig. Usikkerhet i prisfølsomhet og samlagringseffekter gir et visst utfallsrom i tillegg til scenariouslysikkerheten



# Kontinentet og UK – mye raskere utbygging av solkraft

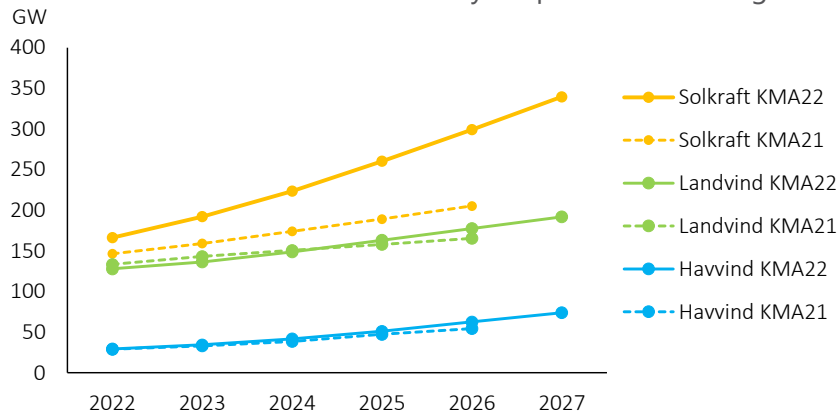
Forsterkede utslippsmål for 2030, og behovet for å dekke opp for bortfallet av russisk gass, innebærer en mye høyere utbyggingstakt for fornybar kraftproduksjon i hele Europa. Dette gjelder særlig i **Tyskland** som har det største gassforbruket og der dagens kraftsystem slipper ut litt over 200 millioner tonn CO<sub>2</sub> årlig. Til sammenligning slipper alle de andre landene representert på grafen under til høyre ut omtrent 300 millioner tonn til sammen. Tyskland må både erstatte kull og gasskraft i dagens kraftsystem, og samtidig elektrifisere mye for å få ned utslippene og bruken av fossil energi i andre sektorer. Dette gir et mye større behov for fornybar produksjon enn **Frankrike** som satser videre på kjernekraft.

Tyskland har publisert veldig ambisiøse planer for fornybarutbygging i den såkalte Påskepakken våren 2022. Denne planen forutsetter en årlig vekst i solkraft på 22 GW og årlig vekst i landvind på 10 GW. Målet er en fornybarandel i kraftproduksjonen på 80 % i 2030, opp fra ca. 45 % i dag. For å få til dette skal de blant annet tilpasse ulike regler for arealbruk og utbyggingsprosesser. Likevel har flere eksperter uttrykt at en så høy utbyggingstakt ikke er mulig med tanke på leverandørkjeder og arbeidskraft. Vi har derfor lagt til grunn mindre, men likevel historisk høy vekst i Tyskland.

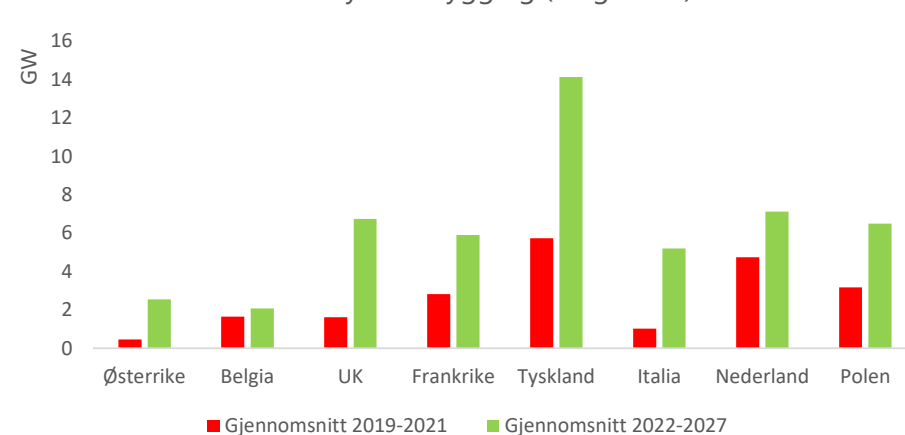
Dagens politikk i **Polen** er å redusere utslipp ved å erstatte kull med gass i første omgang og så satse på havvind og kjernekraft på sikt. I perioden 2022-2027 forventer **UK** størst vekst i havvind (27 GW), deretter solkraft (18 GW) og landvind (8 GW). Italia har ikke like klare politiske mål, men vi legger til grunn stor vekst i solkraft fordi vi ser at det kan bli lønnsomt.

Til sammen forutsetter vi i Basis at Europa nesten klarer å oppnå fornybarveksten skissert i RepowerEU innen 2030.

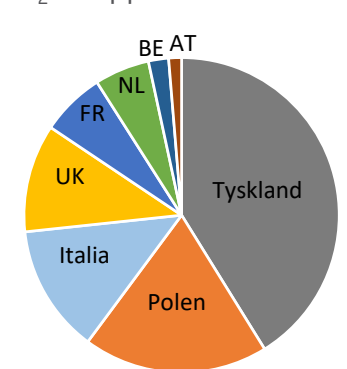
Samlet installert effekt av fornybar på kontinentet og i UK



Fornybarutbygging (årlig vekst)



CO<sub>2</sub> utslipp fra kraftsektoren



# Kontinental effektbalanse blir mindre stram enn ventet

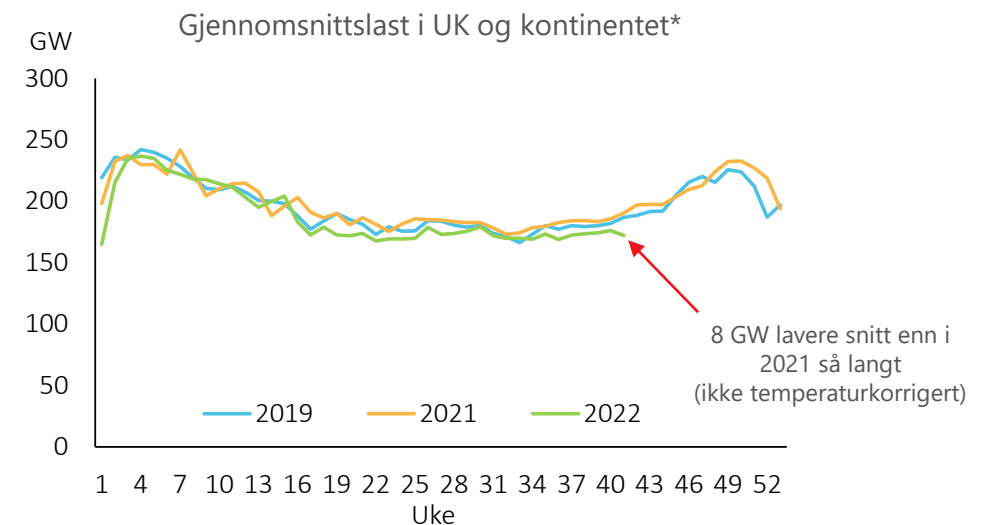
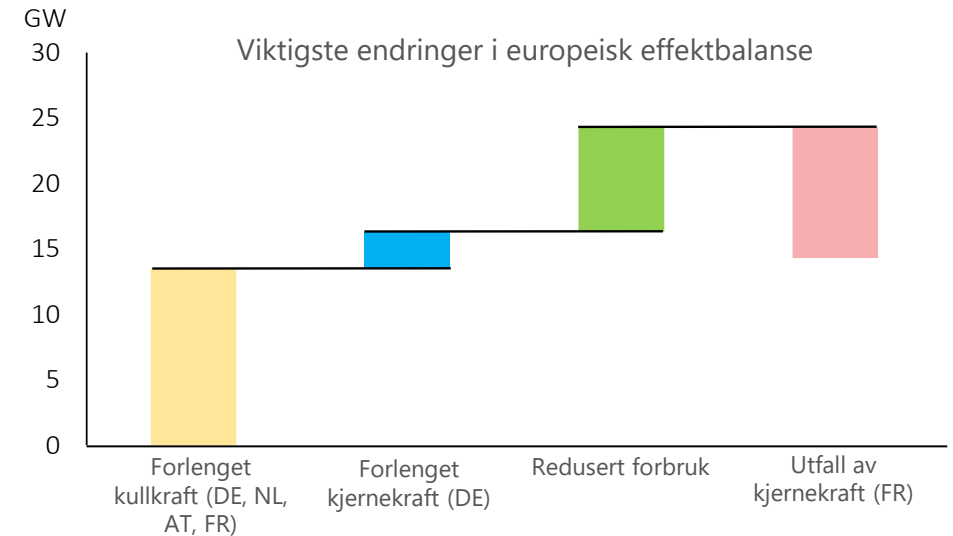
Strammere effektbalanse i perioder med lite sol- og vindkraft blir en sentral utfordring før tilstrekkelig fleksibilitet kommer på plass på lengre sikt. Denne vinteren kommer store utfall av fransk kjernekraft i tillegg. Energikrisen gir imidlertid en kortsiktig forbedring i effektbalansen gjennom restart og forlenget levetid på kullkraft, og lavere kraftforbruk.

**Frankrike opplever store utfall av kjernekraft.** Dette har både vært forårsaket av ekstremtørke (lite kjølevann) og diverse korrosjonsfeil i gamle kraftverk. Frankrike skal produsere omtrent 400 TWh kjernekraft i et normalår mens det forventes bare 280-300 TWh dette året. Det er det laveste nivået siden 1993. Denne sommeren var 2/3 av reaktorer ute av drift som ga kun 27 GW tilgjengelig effekt av 62 GW installert effekt. Frankrikes energiselskap EDF forventer å komme tilbake på 50 GW denne vinteren, men ulike analyseselskap forventer 10-15 GW lavere tilgjengelig effekt. Dette er hovedårsaken til at Frankrike jevnt over har blant de høyeste kraftprisene i Europa og opplevde en makspris på 3000€/MWh allerede i april.

**Høye priser gir redusert forbruk og lavere toppler.** En del av kraftintensiv industri i Europa har allerede stengt produksjonen på grunn av høy kraftpris. I tillegg er forbrukere oppfordret til å spare strøm og regjeringer samt lokale myndigheter innfører ulike strømsparende tiltak.

**Flere europeiske land forlenger levetiden for termiske kraftverk.** Tyskland alene forlenger levetiden til 8.5 GW kullkraft og 2.8 GW kjernekraft som reserver for kommende vinter. Dette ble gjort som et tiltak mot faren for rasjonering av gass. De fleste termiske kraftverk som blir forlenget skal fungere som reservekraftverk og blir faset ut når energikrisen er over.

Til sammen forventer vi at **effektsituasjonen blir mindre stram** denne vinteren som følge av at forlenget levetid for termiske kraftverk og redusert forbruk i sum har større betydning enn utfall på fransk kjernekraft samt at faren for rasjonering av gass er ganske lav.



# Gassmarkedet – mer kontroll men fortsatt høye priser

Bortfallet av russisk gass har gitt og gir store utfordringer for den europeiske gassforsyningen. Prisene har i hele 2022 ligget på et historisk høyt nivå. Og når det utover sommeren og høsten ble klart at importen fra Russland kom til å falle nesten helt bort, ble det en voldsom prisstigning på toppen av det høye nivået.

Men selv med bare en brøkdel av historisk normal gassimport fra Russland, har det i løpet av de siste to månedene blitt mer tydelig at situasjonen for vinteren 2023 ser ut til å bli mindre anstrengt og at EU og nasjonalstatene nå er vesentlig mindre bekymret enn for kort tid siden. Gasslagrene er nesten fulle og prisene har de siste ukene falt mye til rundt 130/140 €/MWh (front month). Vi har gjennomgått eksterne gassmarkedsrapporter fra Bloomberg, IEA, Rystad og EnsoE/G, og disse viser etter vår vurdering at det nå er mer konsensus om at Europa vil klare seg den kommende vinteren – selv helt uten russisk gass. Årsaken er todelt:

- Høye priser og sparetiltak reduserer gassforbruket vesentlig
- Import av LNG dekker opp mye av bortfallet

Mer bruk av kull til kraftproduksjon og redusert forbruk av gass til andre formål demper gassforbruket mellom 15 og 20 prosent målt mot normalen. Sammen med mye høyere import av LNG gjør dette at forsyningen gjennom vinteren 2023 ser bedre ut. Samtidig er det en økt bekymring for at det blir vanskelig å fylle opp lagrene neste sommer for vinteren 2023/24 uten russisk gass.

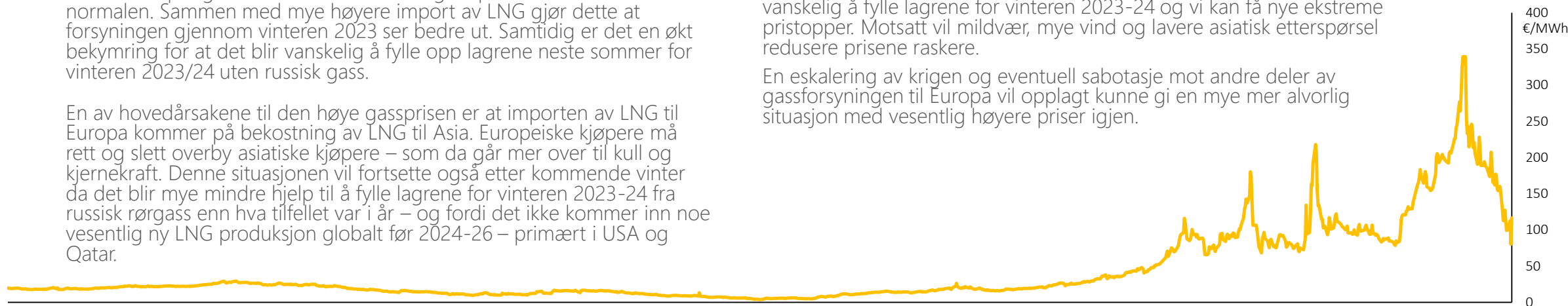
En av hovedårsakene til den høye gassprisen er at importen av LNG til Europa kommer på bekostning av LNG til Asia. Europeiske kjøpere må rett og slett overby asiatiske kjøpere – som da går mer over til kull og kjernekraft. Denne situasjonen vil fortsette også etter kommende vinter da det blir mye mindre hjelp til å fylle lagrene for vinteren 2023-24 fra russisk rørgass enn hva tilfellet var i år – og fordi det ikke kommer inn noe vesentlig ny LNG produksjon globalt før 2024-26 – primært i USA og Qatar.

Både Bloomberg, Rystad og IEA mener ny LNG og mer varig reduksjon i etterspørselen vil kunne redusere prisnivået for gass ned mot de fundamentale kostnadene knyttet til å levere gass til Europa – og at dette i all hovedsak kan skje i løpet av de neste årene. Dette bekreftes også av kontraktsprisene på gasshuben TTF som viser fallende priser fra rundt 130-140 €/MWh nå og til 35-50 €/MWh i 2026-27. Dette er fortsatt et relativt høyt nivå målt mot prisene det siste tiåret før krigen - men er bare en fjerdedel av dagens priser.

Det at EU og nasjonalstatene har mer kontroll demper prisene allerede nå og det nærmeste året. Med håndfaste observasjoner på at forbruket bøyer av for de høye prisene, og det er høy lagerfylling og mange andre tiltak på plass, reduseres risikoen for en mer uordnet situasjon. Da blir risikopremien og dermed også prisene lavere. Så må vi legge til at en del av gassen uansett betales til lavere og mer langsiktige priser – og at EU jobber med å innføre både pristak og nye avtaler for å få ned prisnivået.

Men selv med en tydelig hovedtrend mot mye lavere priser er det fortsatt mye usikkerhet drevet av blant annet utviklingen i været og økonomiske konjunkturer. Dette kan gi store svingninger i prisene. Dette gjelder særlig fram til våren 2024. Blir det eksempelvis kaldt både i Europa og Asia til vinteren, og høyere økonomisk vekst i Kina enn ventet, kan det bli vanskelig å fylle lagrene for vinteren 2023-24 og vi kan få nye ekstreme pristopper. Motsatt vil mildvær, mye vind og lavere asiatiske etterspørsel redusere prisene raskere.

En eskalering av krigen og eventuell sabotasje mot andre deler av gassforsyningen til Europa vil opplagt kunne gi en mye mer alvorlig situasjon med vesentlig høyere priser igjen.



# Pristak for gass og gasskraft kan redusere prisene

## EU vurderer tiltak for å dekke prisen på gass fra prising av kraft

Energikrisen og de høye prisene gjør at EU og medlemslandene diskuterer både kortsiktige og langsiktige endringer i markedsdesignet for kraftmarkedet. I dag er dette basert på marginalkostprinsippet der kraftprisen blir satt av det kraftverket med høyest løpende marginalkostnad som er nødvendig å kjøre for å dekke forbruket i den aktuelle timen. Med spektakulært høye gasspriser gir dette voldsomt utslag på kraftprisen for alle – selv om det tidvis bare er noen få gasskraftverk som kjører. Prisene blir også høye i land som ikke har gasskraft i det hele tatt, som Norge og Sverige. Dermed eskalerer kostnadene for alle som er eksponert for kraftprisen. Samtidig oppstår det en superprofitt for alle som har lave marginalkostnader og samtidig kan selge til høy pris – som kjernekraft, vann, vind og solkraft.

Mange av medlemslandene har fremmet forslag om å finne tiltak som dekker kraftprisen fra gassprisen. En måte å gjøre dette på er å sette et pristak for gass til bruk i kraftproduksjon. Dette vil redusere de løpende marginalkostnadene for å kjøre gasskraft – og dermed gi en umiddelbar reduksjon i kraftprisene. Utfordringene er for det første at noen da må betale mellomlegget mellom reell gasspris og pristaket. Den andre utfordringen er at det kan bli økt bruk av gass til kraftproduksjon om man gjør gasskraft billigere.

Utenom i Spania og Portugal, som har et litt isolert marked, er det så langt ikke vedtatt noe pristak på gass til kraftproduksjon i EU. Men det kan komme om kort tid, og da vil dette kunne gi lavere priser enn vi har i vårt basisscenario i denne analysen.

## EU diskuterer tak på gassprisen – og gyldigheten av TTF

EU kommisjonen og medlemslandene diskuterer også mulige inngrep for å begrense selve gassprisen. Prisen må opplagt være høy nok til å tiltrekke seg mye av verdens LNG slik at denne blir solgt til Europa. Men helst vil EU at prisen bare er så høy for LNG og ikke høyere enn strengt nødvendig.

Når det gjelder rørgass fra blant annet Norge mener Kommisjonen at forhandlinger skal kunne gi lavere priser. I et såkalt "non-paper" fra Kommisjonen argumenteres det med at pålitelige leverandører av rørgass vil godta lavere priser siden de ikke har mulighet til å selge til noen andre, og at dette bør gi et bra utgangspunkt for å bli enige om en lavere pris. Mer direkte mener man her at norske selgere vil godta lavere pris fordi alternativet til å selge nå er å selge seinere til mye lavere pris. Forutsetningen er at kjøperne samarbeider og Kommisjonen har derfor foreslått dette i form av et kartell.

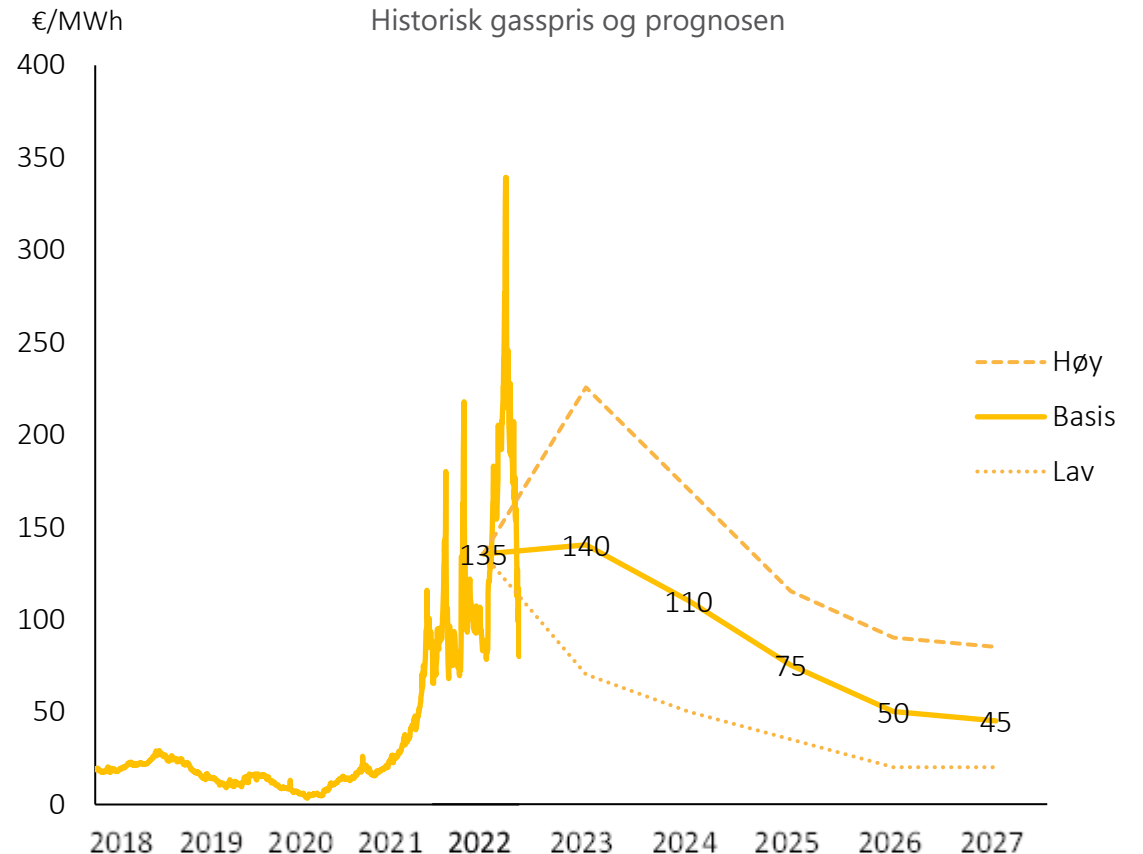
Et annet poeng som EU kommisjonen framhever er at prisen gitt av den nederlandske gasshub'en TTF gir høyere priser enn hva de fundamentale forholdene tilsier – som følge av spekulasjon og at prisene her er høyere enn nivået gitt av LNG. Et av forslagene er derfor å utvikle en ny indekspris.

Hvis EU landene klarer å påvirke prisingen av gass slik at denne blir lavere – så vil også dette kunne gi lavere kraftpriser enn hva vi har i vårt basisscenario de første par årene. Lengre ut i tid faller prisene uansett så mye at forskjellen blir mindre.

# Vi legger inn kontraktsprisene på gass i vår Basis

I Basis har vi lagt inn gasspriser på nivå med forwardprisene på TTF slik de var per 24.10.2022. Her har det imidlertid bare de siste månedene vært voldsomt store utslag både opp og ned. Og som vi forklarer pågår det også diskusjoner om å sette pristak på gassen. For å illustrere mulige alternative og sammenhengende utviklingsbaner for gassprisen har vi derfor to alternative scenarier, hhv. Høy og Lav. I førstnevnte holder prisene seg høyere gjennom 2023 før de går ned med en forsinkelse målt mot Basis. I Lav er det motsatt – som godt kan representere en situasjon med både pristak og billigere LNG enn forutsatt i Basis.

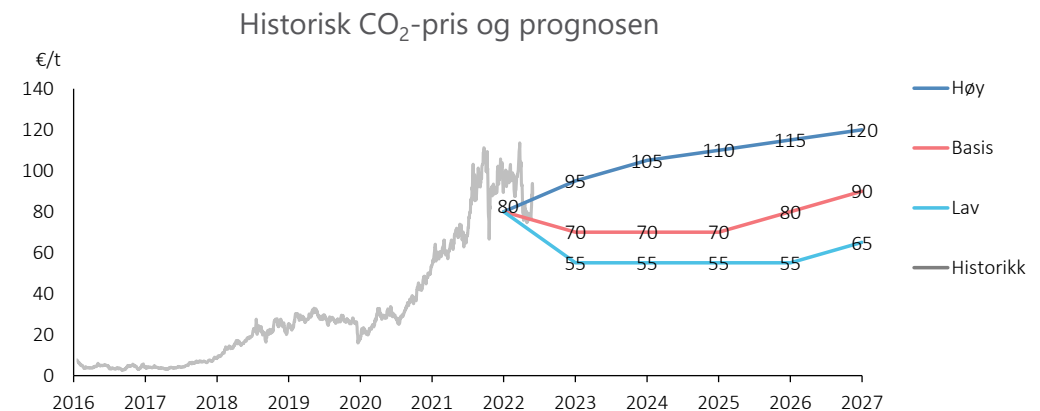
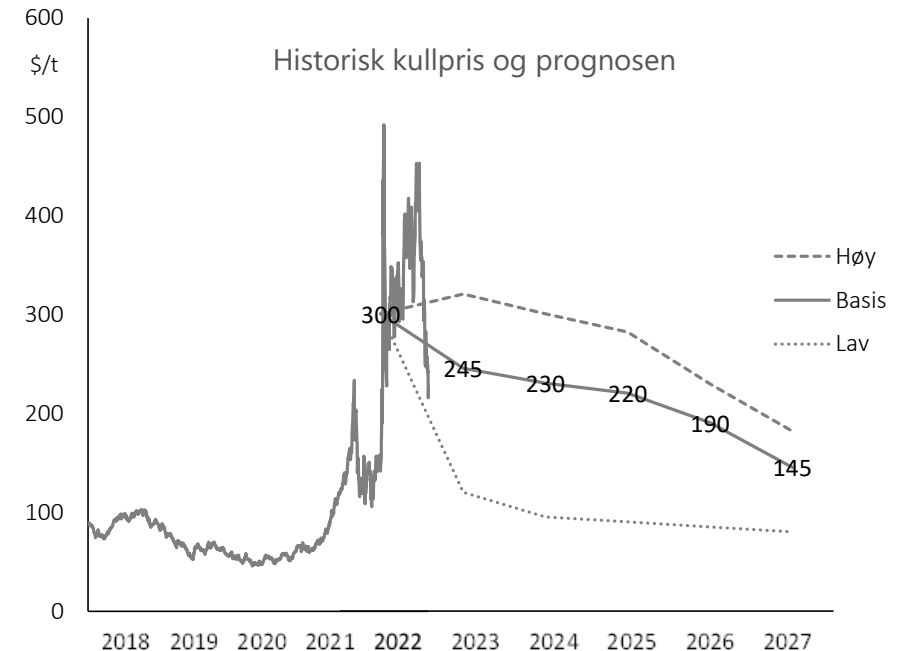
Så vil vi understreke at det kan bli større og mer kortvarige svingninger enn hva disse scenarioene viser.



# Høye priser på kull og CO<sub>2</sub>

Kullprisene er på et historisk høyt nivå. Dette skyldes flere forhold. Det viktigste er at høye gasspriser har gitt en betydelig overgang til bruk av kullkraft både i Europa og ellers i verden - og dermed mye større etterspørsel etter kull. En annen faktor er gjenåpningen etter Covid-19 som også gav en stor økning i etterspørselen, særlig i Kina. I sin siste kullrapport skriver derfor IEA at kullforbruket globalt for 2022 blir like høyt som i rekordåret fra 2013. På tilbudssiden har flere år med lave priser og en mye sterkere langsiktig klimapolitikk bidratt til at interessen og evnen til å investere i ny kapasitet er mye lavere enn tidligere. Kull skal på sikt fases ut og det er derfor ikke like attraktivt å bygge ut nye gruver. Og i USA er mye av kullindustrien utradert som følge av enorme mengder billig gass. I sum gjør dette at det ikke blir noen stor økning i tilbudet selv om prisene er høye. Dette bidrar til å holde prisene oppe. Eksterne analyser og forwardprisene, viser at dette vil holde seg en stund. Men på slutten av analyseperioden ligger det likevel an til å bli vesentlig lavere priser enn i dag.

Kvoteprisene for CO<sub>2</sub> har steget mye de siste to årene. Siden sommeren 2022 har det midlertid vært en betydelig nedgang. Dette til tross for at mer kullkraftproduksjon øker utslippene og behovet for kvoter. Nedgangen er ikke et uttrykk for at man vil skyve på klimamålene for 2030 – men skyldes trolig en kombinasjon flere andre faktorer. En av disse kan være lavere aktivitet i økonomien framover som følge av høye priser og mulighet for resesjon – og at gassforbruket er vesentlig redusert. Den såkalte frontloadingen av ETS kvoter – der EU selger kvoter for lengre fram i tid for å finansiere Repower EU pakken – har også en mulig betydning. Vi baserer våre prognoser for CO<sub>2</sub>-prisen både på markedspriser og prognoser fra eksterne analyseselskaper, blant annet Refinitiv.



# Kullkraft er billigere enn gasskraft

Marginalkostnadene til kull- og gasskraftverk følger prisene på brenselet og karbonprisen.

Klimapolitikken er innrettet slik at karbonprisen skal sørge for at marginalkostnaden til gasskraft er lavere enn marginalkostnaden til kullkraft, som er mer karbonintensiv\*. Uten en karbonpris ville det i løpet av de siste 5 årene vært billigere med kullkraft i 94 % av tiden. Mens med karbonprisen som har vært har kullkraft kun vært billigere enn gasskraft i 50% av tiden.

Tilgang på kull gir økt kullkraftproduksjon som igjen skaper større etterspørsel etter CO<sub>2</sub>-kvoter. Dette igjen øker marginalkostnaden til kullkraft raskere enn hva som er tilfellet for marginalkostnaden til gasskraft, ettersom gasskraft er mindre karbonintensiv. Denne mekanismen sørger for å opprettholde konkurransekraften til gasskraft.

Gjennom det siste året har imidlertid krig, lavt tilbud av gass og de påfølgende ekstremt høye gassprisene ført til at kullkraft nå er mye billigere enn gasskraft. CO<sub>2</sub>-prisen har ikke økt ytterligere det siste kvartalet, men falt. Dette kan skyldes at markedsaktørene enten forventer at EU vil selge ytterligere CO<sub>2</sub>-kvoter for å finansiere RepowerEU pakken, eller at finansielle aktører forventer en periode med økonomiske nedgangstider som følge av den høye prisveksten som igjen vil gi lavere etterspørsel etter kvoter fra industrien.

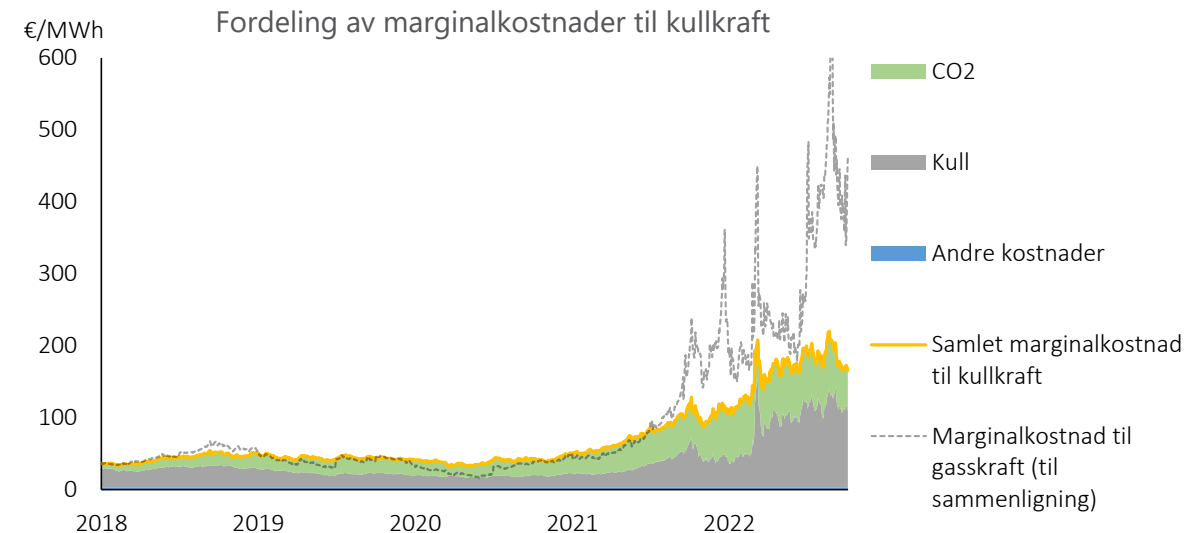
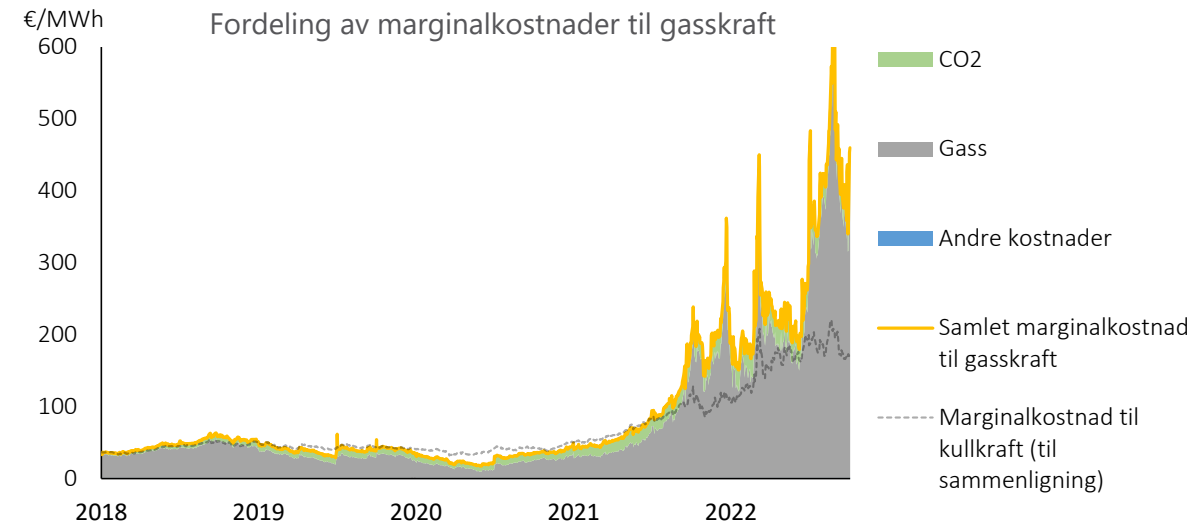
## Eksempel på beregning av marginalkostnad

	CO2 pris €/t	Karbonintensitet tonn CO2/MWh	Pris for utslipp/MWh	Brenselpris (kull, gass) €/MWh	Effektivitet	Pris for brensel €/MWh	Marginal- kostnad €/MWh
Gasskraft	100	0.37	37	160	54 %	296	333
Kullkraft	100	0.84	84	35	33 %	106	190

Det nivået på CO<sub>2</sub>-prisen som gjør at gasskraft blir billigere enn kullkraft (eller omvendt) blir kalt "fuel switching" CO<sub>2</sub>-pris. I tabellen under viser vi hvor høy CO<sub>2</sub>-prisen må være for å gi insentiv til et "skift" fra kullkraft til gasskraft, for gitt nivå av gasspris og en kullpris som er konstant på dagens nivå.

Gasspris €/MWh	70	80	90	100	120	200	250
Fuel switching CO2 pris €/t	50	100	130	170	250	560	760

\* 0,84 tonn CO<sub>2</sub>/MWh for kull og 0,37 tonn CO<sub>2</sub>/MWh for gas



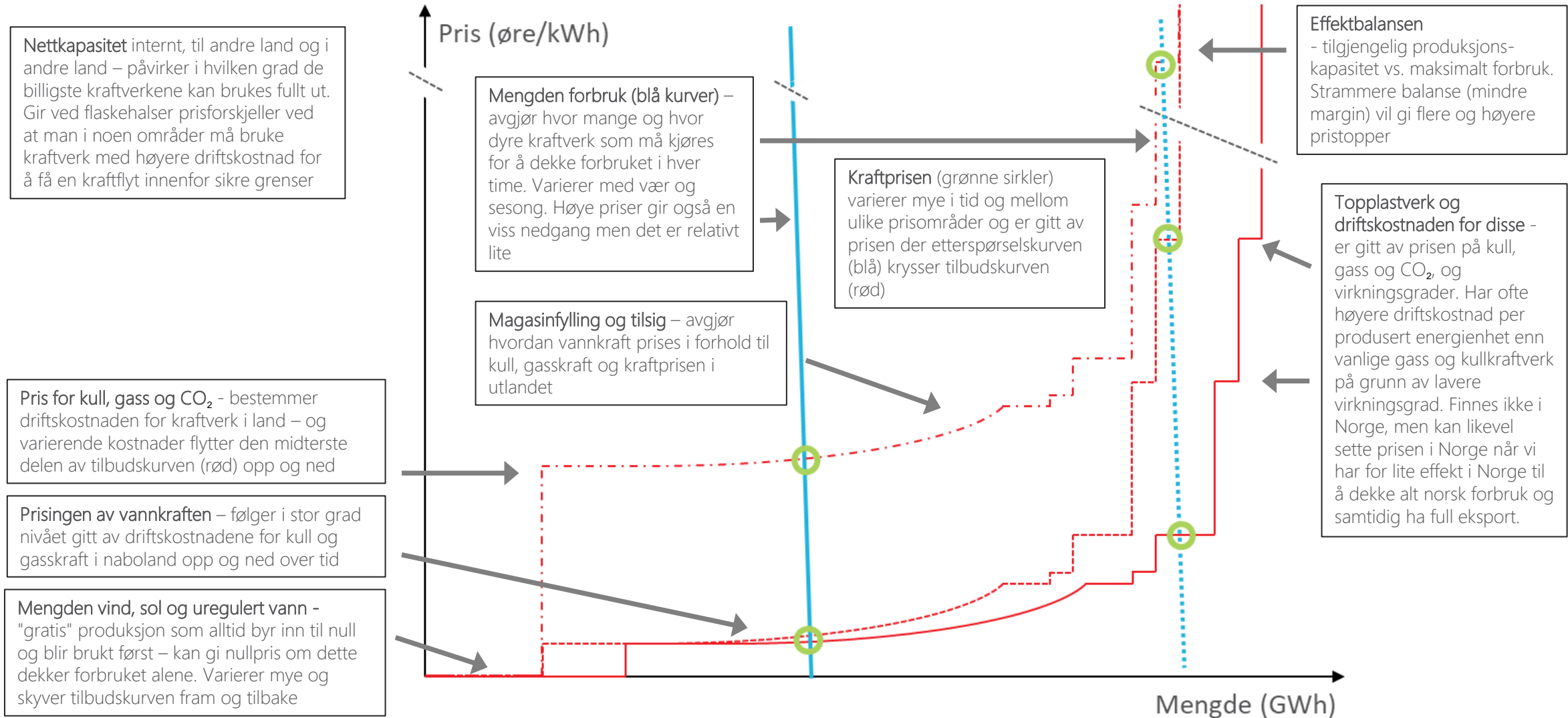


## Del 2: Kraftpris, prisforskjeller og konsekvenser for lønnsomheten til ulike aktører

I denne delen viser vi hvordan det fysiske kraftsystemet spiller sammen i våre modellsimuleringer. Vi presenterer kraftpriser og prisforskjeller. Dette bidrar til å forstå de markedsmessige sammenhengene. Videre er priser og prisforskjeller en viktig indikator på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av nett.



# Kraftprisene bestemmes av flere faktorer i sum



# Europeiske kraftpriser – fallende trend, stort utfallsrom

I vårt basisscenario er simulert gjennomsnittlig kraftpris på kontinentet og i UK rundt 250 €/MWh i 2023 – som tilsvarer omtrent snittprisene for 2022. Så faller det gradvis ned til 75-80 €/MWh i 2026-27 – i takt med forutsetningene om fallende gasspris og økende andel vind og solkraft.

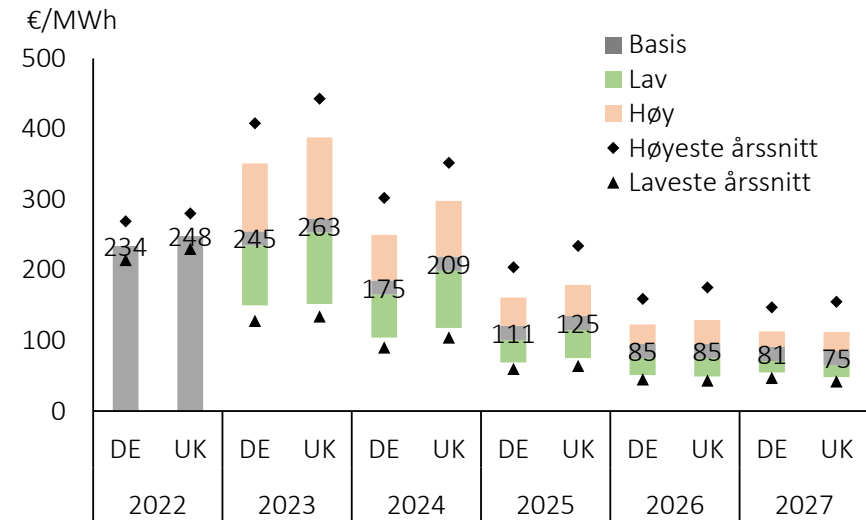
Men selv om trenden er tydelig mot fallende priser gir energikrisen og krigen et ekstraordinært stort utfallsrom både på kontinentet og i UK. Dette gjelder særlig de første par årene før det kommer inn nok LNG kapasitet til å dekke bortfallet av russisk gass. Får vi en eskalering av krigen og samtidig kaldt vær med høyere forbruk av gass, kan gassprisen gå mye opp – med tilhørende høyere kraftpriser. Motsatt kan en heldig vær-situasjon med lavere forbruk, mye sol og vindkraft, og billigere gass eller et pristak på gass, gi en del lavere kraftpriser relativt raskt.

Våre simuleringer for Tyskland illustrerer den store usikkerheten. Her har vi et utfallsrom i simulert gjennomsnittlig kraftpris over året for 2023 på hele 280 €/MWh mellom det væråret med lavest pris i det lave prisscenarioet og væråret med høyest pris i det høye prisscenarioet. I tillegg kan prisene over kortere tidsrom variere mye mer enn dette igjen – slik den nederste figuren illustrerer.

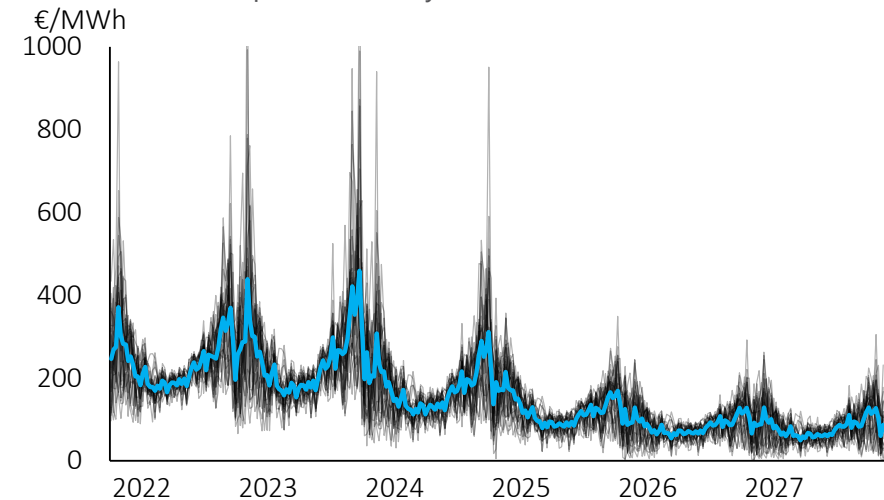
Med mer LNG kapasitet og bedre balanse i gassmarkedet reduseres utfallsrommet for kraftprisene. Det er imidlertid fortsatt et betydelig gjenværende utfallsrom i 2027 i våre simuleringer.

Selv om vi bruker forwardprisene på gass som inngangsparameter til våre modellsimuleringer, blir de simulerte kraftprisene for eksempelvis Tyskland vesentlig lavere enn nivået på de finansielle kontraktene for 2023 for tysk kraft. Dette kan skyldes høy risikopremie i kontraktsprisene – og trolig at det er forhold vi ikke fanger i våre simuleringer. Samtidig understreker dette at det er høy usikkerhet i kraftprisene særlig de første ett til to årene.

Simulert kraftpris i Tyskland og UK, årlig snitt over 29 værår



Simulert kraftpris i basis i Tyskland over 29 værår, ukesnitt

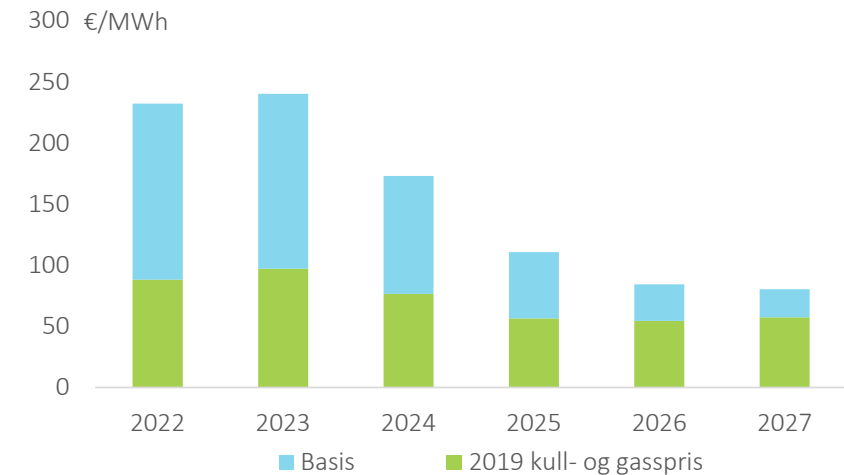


# Lavere kull- og gasspriser og mer fornybar gir lavere kraftpriser

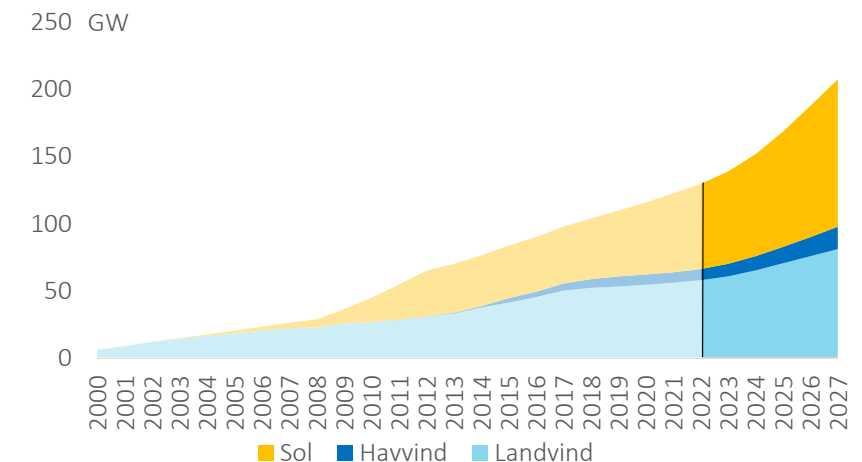
De høye europeiske kraftprisene vi har nå skyldes både at det er høye kull- og gasspriser og at det fortsatt er mye kull og gasskraft i systemet. Figuren til høyre viser resultatet når vi simulerer basisscenarioet vårt med kull- og gassprisene slik de var i 2019. Da var kull og gassprisen hhv 20 og 10 prosent av snittprisene for 2022. Dette illustrerer at de høye kull- og gasspris står for en stor del av dagens kraftpris, og at fallende gass og kullpris er hovedårsaken til at vi får fallende kraftpriser mot 2027. Samtidig har vi nå en CO<sub>2</sub>-pris som ville opprettholdt prisnivået på et relativt høyt nivå.

De ulike europeiske landene er allerede på godt i gang med omstillingen til et utslippsfritt kraftsystem, dominert av sol og vindkraft. Store mengder fornybar kapasitet er allerede bygget ut. Dette gir tidvis overproduksjon og priser ned mot null, og dermed også høy prisvolatilitet. Videre til 2030 er Tysklands mål å øke fra ca 45 % fornybarandel nå til en andel på 80% målt i produsert energi til 2030. I Storbritannia er målet et utslippsfritt kraftsystem til 2035. Denne raske veksten i fornybarkapasitet gir stadig flere timer med priser ned mot null. Dette trekker ned gjennomsnittsprisen over året mot slutten av analyseperioden – ut over det som kan forklares med lavere kull- og gasspris.

Simulert kraftpris i Tyskland, årlig snitt over 29 værår



Installert effekt fornybar i Tyskland - historikk og basisforutsetninger



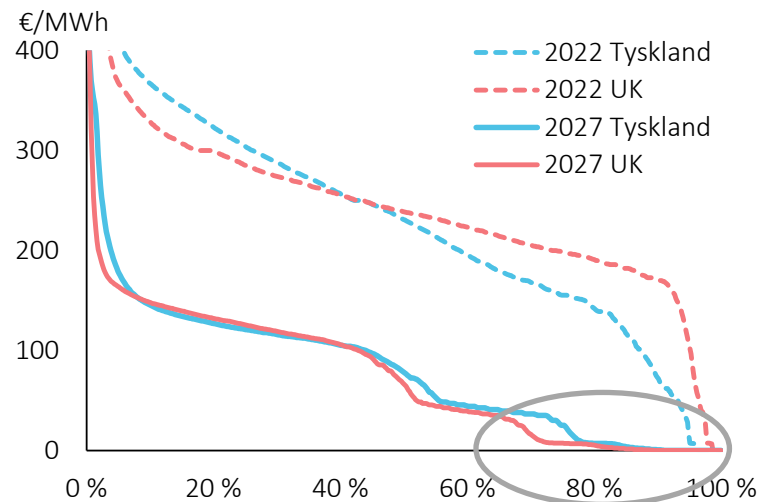
# Høy vekst i sol og vind gir mange timer med nullpris

Selv om kraftprisene i 2022 har vært ekstremt høye og preget av de høyeste brenselprisene noensinne, har det også vært korte perioder med nullpriser. Dette oppstår når den samlede produksjonen fra vind og solkraft – og eventuelle andre uregulerbare produksjonsteknologier – er tilstrekkelig til å dekke hele forbruket. Da blir prisene null eller negative siden uregulerbar produksjon som vind og solkraft ikke kan lagres og derfor byr inn sin produksjon til markedet til en pris lik null eller nært null.

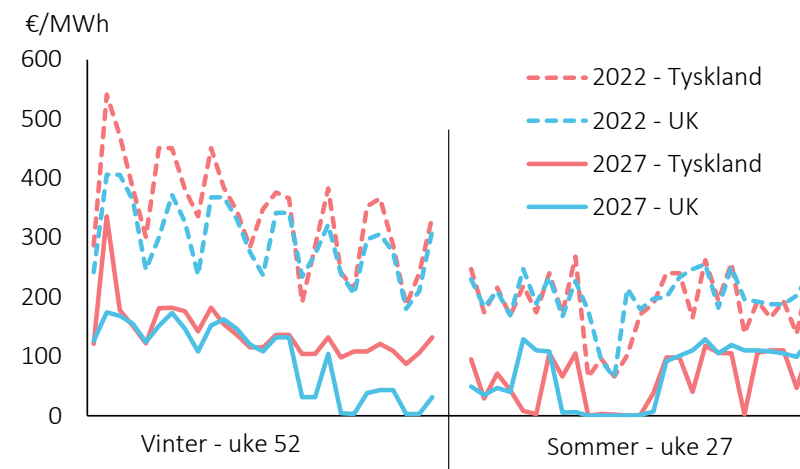
Den raske veksten i vind og solkraftproduksjon som nå er planlagt, vil sannsynligvis bli mye større enn veksten i forbruk og fleksible løsninger for å jevne ut variasjonen i den samlede fornybarproduksjonen. Sistnevnte vil bestå av både lagerløsninger som batterier og fleksibel elektrolyse (med lager for hydrogen) som kan ta unna overskuddet når det er stor fornybarproduksjon. Dette er imidlertid mindre modne teknologier og selv om vi antar en sterk vekst blir den trolig lavere enn den voldsomme veksten i fornybar i første omgang. I sum gir dette sannsynligvis stadig flere perioder med overproduksjon og nullpriser mot slutten av vår analyseperiode, særlig i land Tyskland og UK der veksten i fornybar er størst. Lengre ut i tid, når veksten blir større i forbruk og fleksibilitet fra batterier og eksempelvis elektrolyse, forventer vi at andelen nullpriser jevner seg ut og kanskje går noe ned igjen.

Vi har lagt til grunn noe lavere vekst i fornybarutbyggingen enn eksempelvis Tyskland har i sine offisielle planer. Andelen nullpriser blir ena større når vi simulerer med offisielle utbyggingsmål.

Varighetskurve for simulert kraftpris



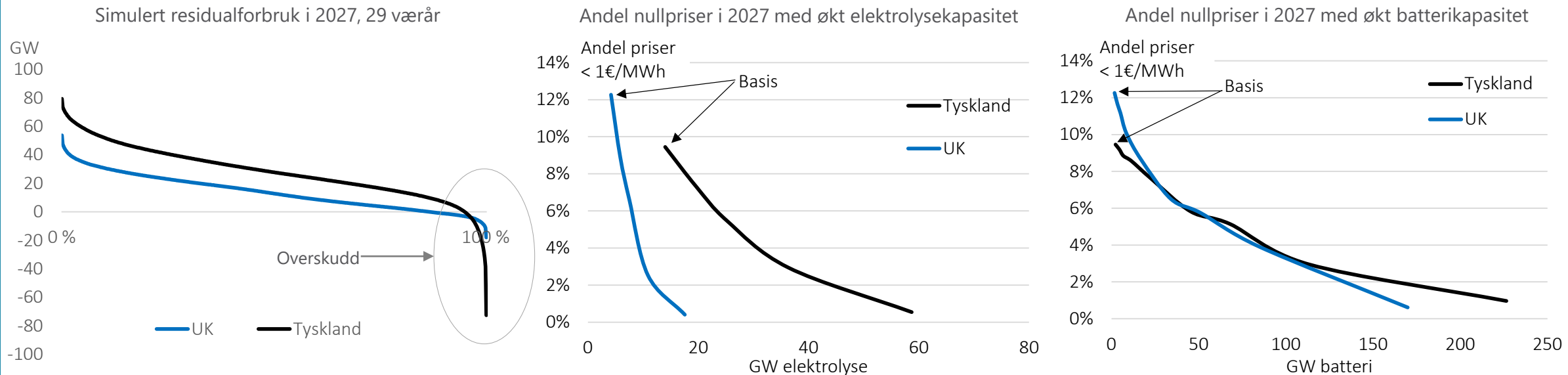
Simulert kraftpris, værår 1996



# Å utnytte all vind og solkraft krever urealistisk mye fleksibilitet

Nullpriser signaliserer at fornybarproduksjon går til spille. Spill av fornybar kraft oppstår når produksjon er større enn forbruk, utvekslingskapasitet og fleksibilitetsmuligheter. Figuren til venstre viser varighetskurver for simulert residualforbruk (forbruk fratrukket uregulerbar produksjon time for time) i hhv UK og Tyskland. Disse viser perioder med flere titalls GW i overskudd i 2027 i vår Basis. Da går 8,6 TWh til spill i Tyskland og 3,6 TWh i UK – samlet over året. Vi har testet hvor mye kapasitet fra ulike fleksibilitetsmuligheter vi teoretisk måtte hatt å kunne utnytte all produksjonen og bli kvitt nullprisene. Figurene i midten og til høyre viser at det kreves enorme mengder fleksibel kapasitet for å få til dette. Og selv om vi forventer mye ny fleksibilitet er det ikke realistisk at det kommer inn nok til å utnytte all produksjonen. En viss andel perioder spill av energi og nullpriser er derfor uunngåelig og blir trolig en del av det fremtidige prisbildet.

Våre antagelser om elektrolysekapasitet er i tråd med EU sitt mål om å produsere 10 millioner tonn hydrogen i 2030. Denne antagelsen er allerede ganske ambisiøs. Det er mulig at vi kommer til å se enda flere nullpriser hvis målene på fornybarutbygging oppnås i større grad enn vi har lagt til grunn eller hvis veksten i forbruk, utbygging av elektrolysekapasitet og veksten i batterikapasitet går saktere enn planlagt.



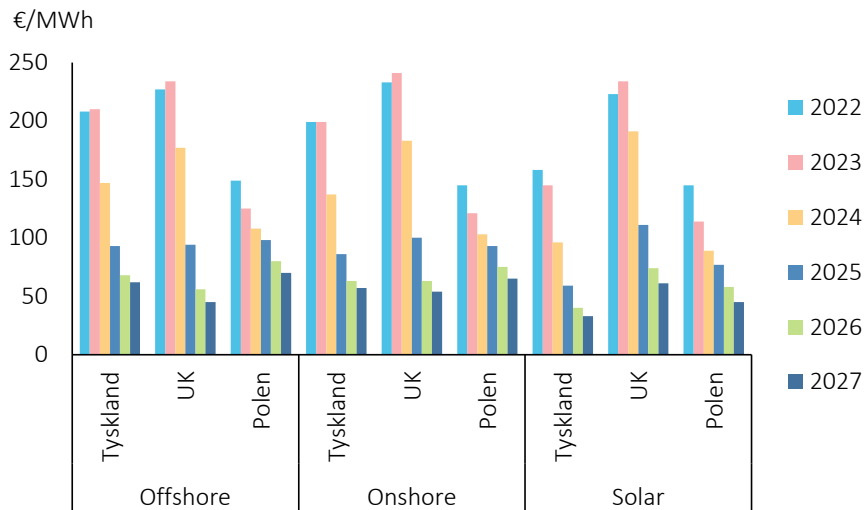
# Inntjeningen til fornybar kraft går fra svært høy til lav

Energikrisen i Europa gir superprofitt til teknologier med lav marginalkostnad som sol- og vindkraft. Anslagene for LCOE\* har imidlertid økt på grunn av dyrere råvarer, forsinkelser i leverandørkjedene og stor etterspørsel etter vindturbiner og solcellepaneler. Våre simuleringer tyder på at inntjeningen til fornybarprodusentene faller raskt med den store fornybarutbyggingen samlet sett i de europeiske landene – når vi samtidig også mest sannsynlig får mer normaliserte brenselpriser på slutten av analyseperioden.

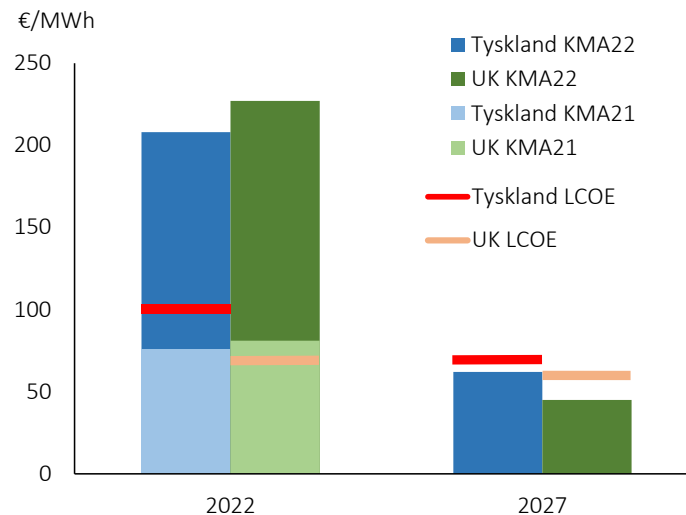
En så stor andel nullpriser og lav inntjening er ikke forenlig med videre fornybarvekst på kommersiell basis. Hvis dette prisbildet vedvarer vil en videre vekst forutsette at europeiske land enten sikrer utviklingen med subsidier for eksempel i form av CfD kontrakter (contract for difference) eller gjennom støtte til utbygging av fleksibilitet for å sikre lønnsomheten til fornybar kraft. Det kan også løses med høyere CO<sub>2</sub>-pris. Mye nullpriser gir incentiver for investeringer i fleksibilitetsløsninger som batterier og elektrolyse med lagring. Storskala batteri og hydrogenproduksjon er imidlertid mindre modne teknologier enn sol- og vindkraft. Det kan dermed gå flere år der simulert kraftpris ikke dekker hele den langsiktige grensekostnaden (LCOE) for vind og solkraft. Men med større vekst i forbruk og fleksibilitet utover på 2030 tallet forventer vi mindre nullpriser og økt lønnsomhet.

Med subsidier og støtteordninger til fleksible løsninger vil markedet raskere komme tilbake mot en antatt langsiktig likevekt. Dette har mye å si for kraftprisen og lønnsomheten av havvind i Norge.

Simulert oppnådd kraftpris for fornybar produksjon



Oppnådd kraftpris vs LCOE\* for bunnfast havvind



Simulert fortjeneste for fornybar produksjon €/MWh

		2022	2023	2024	2025	2026	2027
Havvind	Frankrike	151	171	107	31	-3	-10
	Tyskland	108	131	71	20	-3	-8
	UK	162	171	115	34	-3	-14
	Italia	199	210	157	102	58	51
Landvind	Frankrike	223	191	127	55	24	16
	Tyskland	149	153	93	43	22	17
	UK	185	195	138	56	20	12
	Italia	216	214	159	106	62	54
Solkraft	Frankrike	185	157	99	40	13	4
	Tyskland	111	101	54	19	2	-4
	UK	165	181	141	64	29	17
	Italia	174	162	110	67	28	15

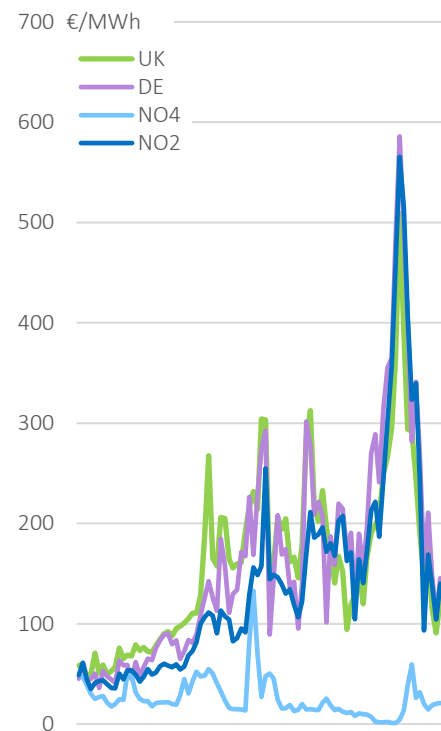
\*LCOE: Står for Levelised Cost of Energy og er en betegnelse på de totale kostnadene for et kraftverk, delt på all produksjonen gjennom levetiden til kraftverket. Dette kalles også produksjonskostnad over levetiden

# Norge – lavere pris i sør og mindre prisforskjell nord-sør

Målt som gjennomsnitt over året, og over alle simulerte værår, faller kraftprisen i Sør-Norge ned til ca. 60-55 €/MWh i 2027 i Basis. Hovedårsaken er nedgang i kraftprisene både på kontinentet og UK. Snittprisen i Sør-Norge holder seg under snittet for tyske og britiske priser, til tross for at Norge har underskudd på energibalansen i et normalår i 2027 i Basis. Hovedårsaken er det store samlede nordiske energioverskuddet. Færre innslag av pristopper om vinteren bidrar også.

Snittprisene i Nord og Midt-Norge, hhv NO4 og NO3, øker i forventning 2023 som følge mer normalt vær, da 2022 har vært et ekstra vått år. Videre mot 2027 er prisutviklingen relativt flat, frem til forbruket begynner å øke. Snittprisene i nord holder seg lavere enn i sør drevet av det store overskuddet på energibalansen nord i Sverige og utviklingen i Finland der et stort kraftunderskudd går til rundt kraftbalanse. Prisene i NO3 er høyere enn i NO4, og på nivå med prisene i SE2 (se neste side). Lavere priser i sør og høyere i nord gir gradvis mindre prisforskjell enn hva vi har hatt det siste året.

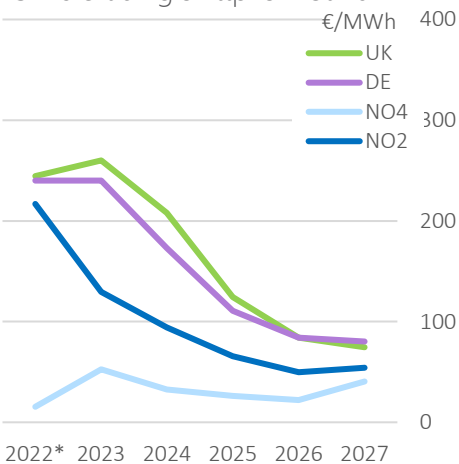
Historisk pris siste 2 år, ukesnitt



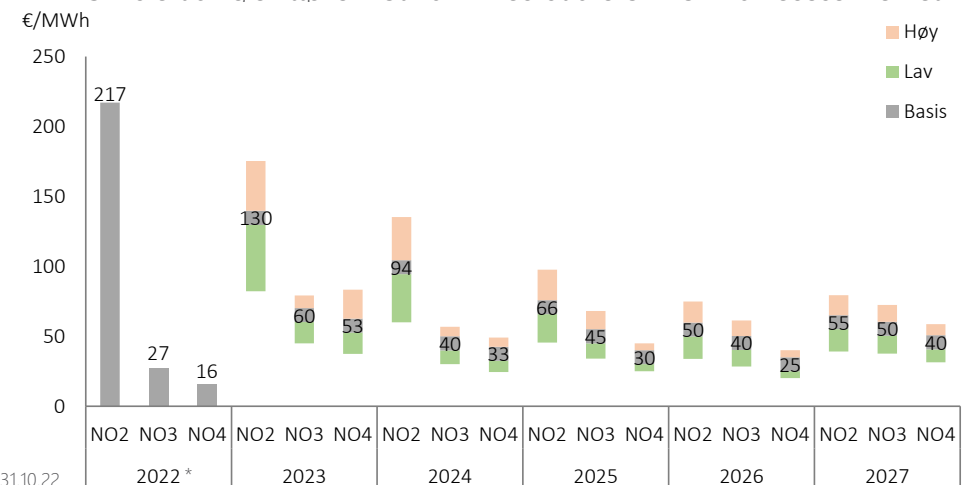
Utfallsrommet for norske kraftpriser er drevet både av usikkerhet knyttet til prisene på kull, gass og CO<sub>2</sub> – samt variasjonene i været. Med krig og energimangel i Europa er usikkerheten mye større enn til vanlig, særlig de første par årene.

Utfallsrommet er mye større i Sør-Norge enn i Midt og Nord-Norge. Årsaken til dette er det store overskuddet på energibalansen over året i Sverige nord for snitt to – og at det er flaskehals i nettet sørover gjennom Sverige og Norge. Inntil forbruket øker og overskuddet reduseres, vil dette dempe hvor høyt kraftprisene kan gå i de nordlige delen av Norge og Sverige. Mot 2027 blir utfallsrommet betydelig mindre i takt med at det trolig går mot mindre uro i energimarkedene. Mye større andel vind og til dels solkraft i Norden gjør også at kraftprisene ellers i Norden blir mindre følsomme for endringer i marginalkostnadene for kull og gasskraft. Dette bidrar også til å dempe utfallsrommet i Norge. Værusikkerheten beskrives nærmere på side 33.

Simulert årlig snittpris mot 2027



Simulert årlig snittpris mot 2027 med utfallsrom for markedsusikkerhet

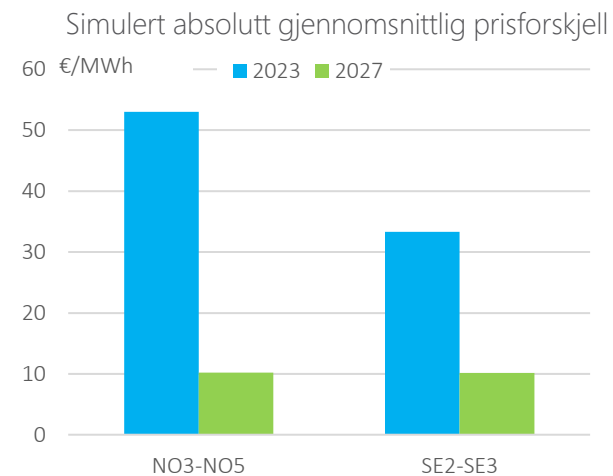
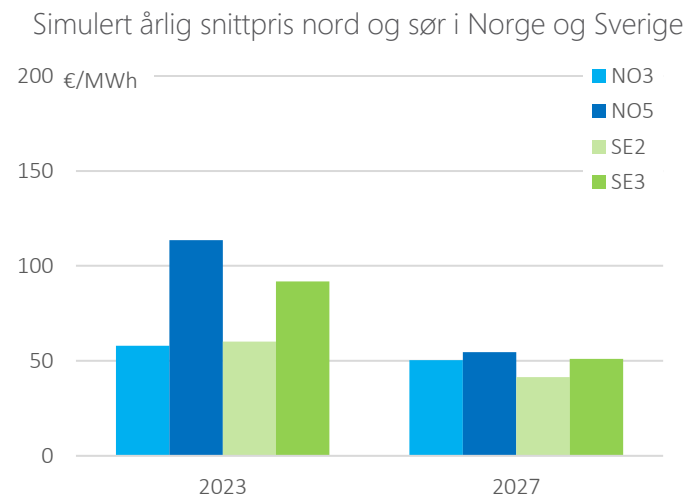


\*2022 er historisk snitt t.o.m. 31.10.22

# Flaskehals gir fortsatt prisforskjell nord-sør

Det har det siste året vært en ekstremt stor prisforskjell nord og sør for Dovre i Norge og Snitt 2 i Sverige. Årsaken er for det første at det har vært en stor fysisk flaskehals nord-sør drevet av stadig større overskudd på energibalansen i nord og midt – som i år har blitt ekstra stort som følge av mye tilsig – og at det har vært nedsatt overføringskapasitet i Sverige i mye av tiden. Dette har gitt lave priser i Nord og Midt-Norge, samt i de to nordligste prisområdene i Sverige. I sør har derimot høye europeiske priser – og lavt tilsig i Sør-Norge – gitt ekstraordinært høye priser.

Til 2027 reduseres prisforskjellene kraftig. Noe av årsaken er høyere overføringskapasitet nord-sør i Sverige og til dels i Norge, men det viktigste er lavere priser på gass og kull, og dermed lavere kraftpriser i sør. Det er imidlertid en gjenværende flaskehals også i 2027, men nå med en mer normal prisforskjell på nivå med hva analysene våre viste før vi fikk den voldsomme prisoppgangen i sør som vi har sett det siste året.





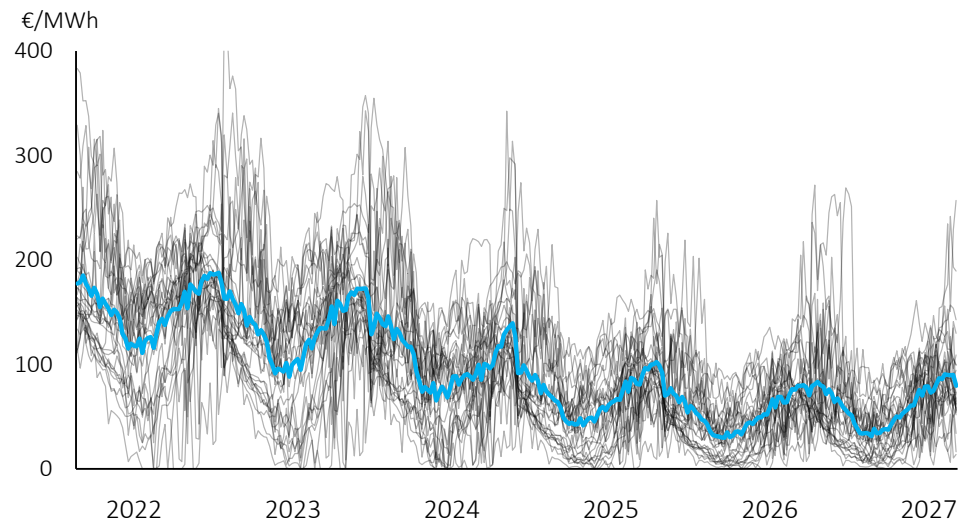
# Ekstraordinært utfallsrom for norsk kraftpris – vær og marked

Det samlede utfallsrommet for norske kraftpriser er drevet både prisene på kull, gass og CO<sub>2</sub> samt variasjonene i været, dvs. variasjon i vind og solkraft – og variasjonene i tilsiget. Som figurene under viser er utfallsrommet for kraftprisen drevet av været større enn utfallsrommet gitt av våre markedsscenario, Høy og Lav, i et væravhengig kraftsystem. Kombinerer vi utfallsrommet for marked og vær gir det et betydelig utfallsrom for kraftpris.

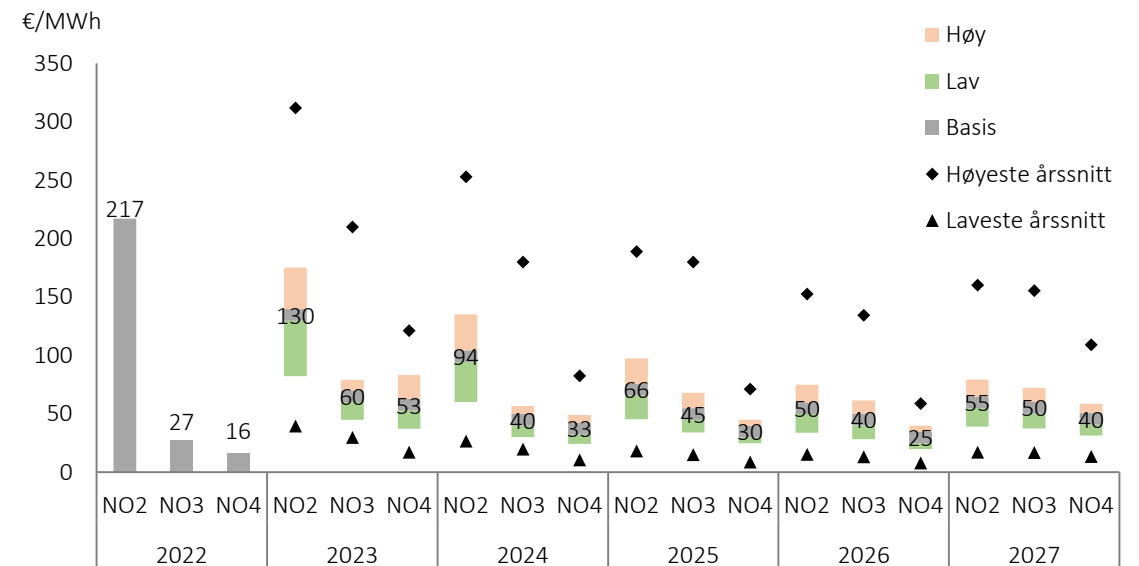
For 2023 er det en forskjell på nesten 300 €/MWh i gjennomsnittlig kraftpris over året mellom det høyeste væråret i det høye scenarioet og det laveste væråret i det lave scenarioet. Variasjonen over kortere perioder drevet av værvariasjoner er enda større. I 2027 er utfallsrommet for de gjennomsnittlige årsprisene i Sør-Norge redusert til 45 €/MWh i våre illustrerende simuleringer, som følge av lavere priser på gass og kull.

I enkelttimer og kortere perioder kan det bli høyere pristopper både i sør og nord – og lavere prisbunner med priser ned mot null i timer med mye vindkraft eller i perioder med høyt tilsig og mye uregulert vannkraft, enn det figurene viser her.

Simulert årlig sørnorsk snittpris mot 2027, med utfallsrom for vær



Simulert årlig snittpris mot 2027, med utfallsrom for markeds- og værussikkerhet



\*2022 er historisk snitt t.o.m. 31.10.22

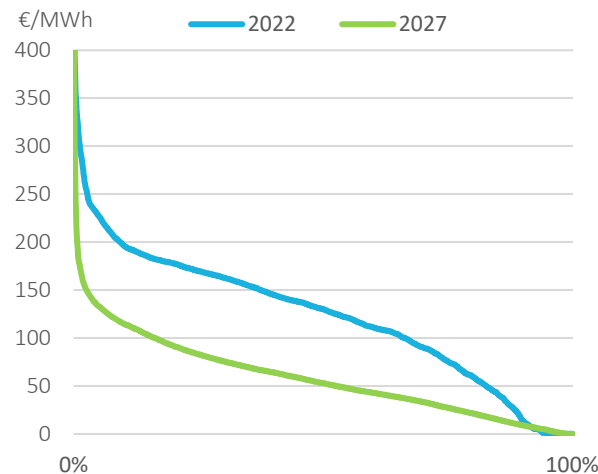
# Mer sesongvariasjon i norske kraftpriser

I våre langsiktige markedsanalyser har vi lenge vist at det på sikt blir vesentlig større sesongvariasjon i norske kraftpriser, med lavere priser på sommeren sammenlignet med på vinteren – når vi ser på gjennomsnittet over alle værår. Dette skyldes at mer vind og solkraft gir flere timer med lave priser i landene rundt oss og fordi vi har en økende mengde uregulerbar produksjon i sommerhalvåret i Norge som sammenfaller med lavt sommerforbruk. Med mye raskere utbygging av sol og vindkraft ellers i Europa, blir det merkbart økende sesongvariasjon allerede de første fem årene. I Basis er den prosentvise sesongvariasjonen større i 2027 enn i 2022 – men i absolutte tall er variasjonen klart høyere i 2022 siden snittprisen er langt høyere.

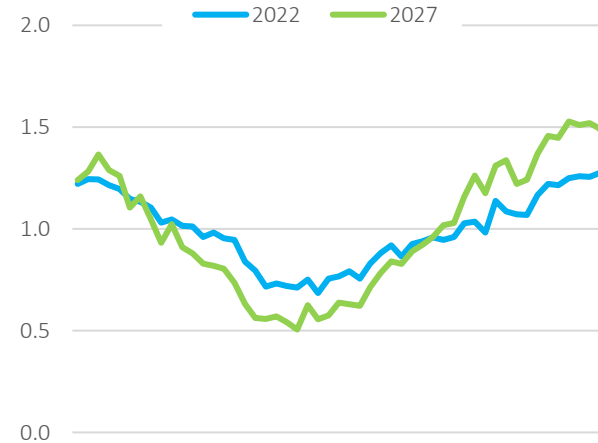
Mer sesongvariasjon gjør at eksempelvis solkraft og uregulert vannkraft oppnår lavere gjennomsnittlig salgspris enn vindkraft og regulert vannkraft – som har mer av produksjonen på vinteren når det er høyere priser.

Som figuren til høyre viser blir det også mer kortsiktig prisvariasjon drevet av variasjoner i fornybarproduksjonen, samt mer effektknapphet på vinteren.

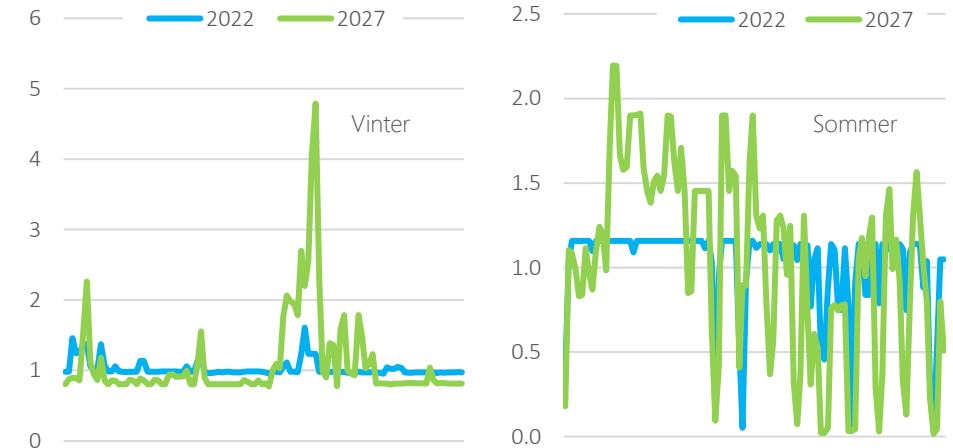
Varighetskurve for sørnorsk kraftpris



Normalisert ukensnitt gjennom året, snitt av 29 værår



Normalisert prisvariasjon gjennom to vinter- og sommeruker



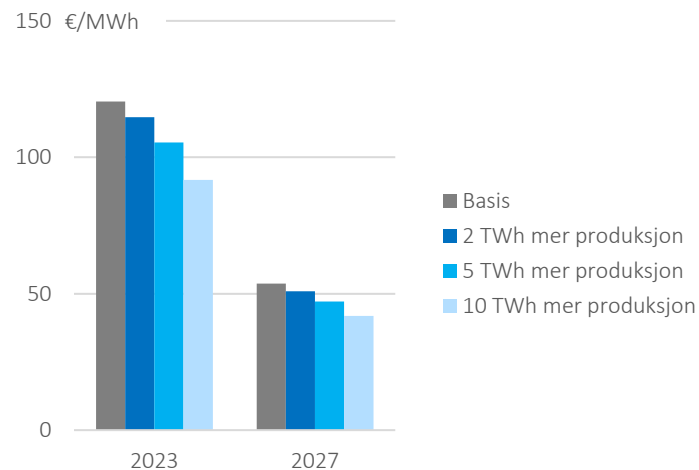
# Energibalanse påvirker norsk kraftpris

Energibalansen over året påvirker kraftprisene i Norge. Øker kraftoverskuddet må nettoeksporten fordeles på flere timer, inkludert timer med lavere priser i våre naboland. Dermed må vannkraftprodusentene legge seg lavere i pris i sin budgivning – og vi får lavere priser i Norge. Motsatt må vi opp i pris for å få nok import i år med kraftunderskudd.

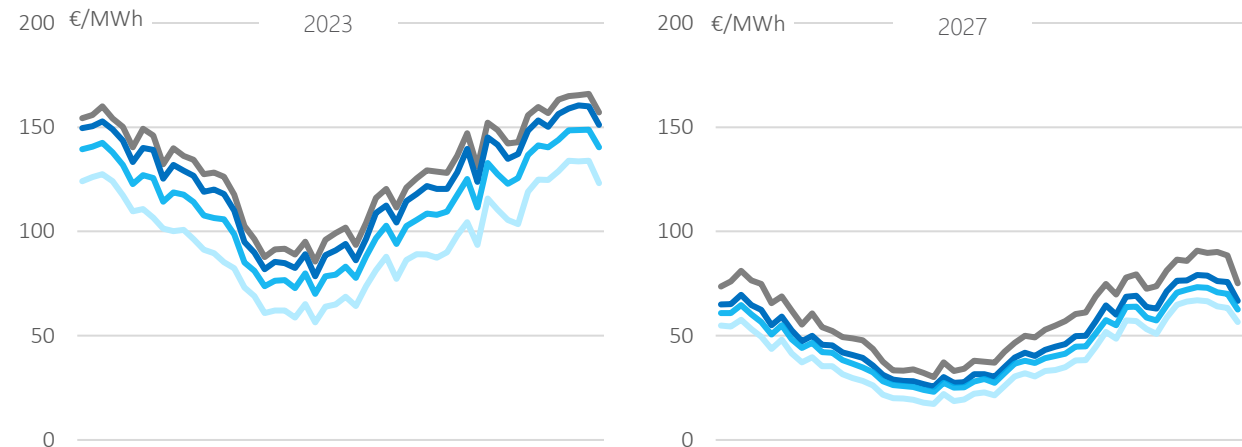
Simuleringene under viser prisvirkningen av økt produksjon i Sør-Norge i våre datasett for 2023 og 2027, sammenlignet med vår Basis. Som følge av et langt høyere prisenivå i 2023 er prisnedgangen av mer produksjon i 2023 vesentlig større i absolutt kraftpris, enn i 2027. Den prosentvise prisen effekten i 2023 og 2027 er tilnærmet lik.

Simuleringene av 2027 viser effekten av å gå fra et norsk kraftunderskudd i et normalår (Basis), til et kraftoverskudd dersom produksjonen øker med 5 TWh eller mer. Det er viktig å understreke at dette kun er den kortsiktige og isolerte prisen effekten av mer produksjon. Virkningen på litt lengre sikt er mer moderat ettersom mer produksjon gir økte insentiv til å etablere nytt forbruk.

Simulert snittpris for Sør-Norge samlet  
– med ulik mengde produksjon sammenlignet med Basis



Simulert kraftpris gjennom året i NO2 med ulik kraftbalanse i 2023 og 2027



# To prisområder i Tyskland ville hatt betydning for Norge

Tyskland har store interne flaskehals nord-sør og derfor også en omfattende nettutviklingsplan. Flaskehalsene håndteres i dag med utstrakt mothandel, i motsetning til i Norge og Sverige med prisområder. Dermed har Tyskland lik pris i nord og sør.

Det pågår nå en europeisk prosess for å vurdere effekten av å opprette flere prisområder i det europeiske markedet. Hvis dette eventuelt skulle lede til at det opprettes flere prisområder i Tyskland, vil dette kunne bety mye for kraftprisene i Norge og Norden. Vi har ikke verktøy til å modellere det tyske nettet i detalj, men en forenklet simulering viser at dersom flaskehalsen nord-sør i Tyskland hadde blitt håndtert med prisområder så ville dette gitt lavere priser i nord. Dette gir naturlig nok også lavere simulerte priser i Norge og resten av Norden.

Figuren til høyre viser kraftprisen i Tyskland i vår Basis og i en variant med prisområder i Tyskland hvor Nord- og Sør-Tyskland for separat pris. I denne simuleringen er det flaskehals mellom prisområdene nord-sør i Tyskland i 50 % av tiden. Figuren til høyre viser effekten på sørnorsk kraftpris. I 2022 gir dette i vårt enkle eksempel en nedgang på 23€/MWh i snittprisen i NO2

