

Prisvirkning av NordLink og NSL

Metode og oppdatert estimat

Mars 2022

Ivar Husevåg Døskeland, Anders Kringstad og Eirik Tømte Bønnsdalen

Sammendrag

- Hvor mye NordLink og NSL påvirker norske kraftpriser varierer over tid
 - Ved overskudd på energibalansen i Norge og Norden øker norske priser i gjennomsnitt – særlig i sommerhalvåret i våte år
 - På vinteren vil kablene bidra til at vi raskere får kortvarige pristopper på lavere forbruksnivå enn tidligere
 - I tørre og kalde vintre der Norge må importere bidrar kablene til en prisreduksjon
 - Perioder med høye priser på kull, gass, CO₂ og europeisk kraft forsterker prisøkningen og motsatt
 - Trenden mot mye mer vind og solkraft i våre naboland demper prisøkningen
 - Preiseffekten er størst i Sør-Norge og mindre i Midt- og Nord-Norge
- Det er et stort utfallsrom for prisvirkningen – våre estimater er usikre
 - For 2021 estimerer vi at NordLink og NSL forklarer ca 10 % av snittprisen i Sør-Norge sammenlignet med en situasjon uten disse to kablene
 - Vi forventer at de europeiske kraftprisene faller tilbake mot 2030, men hvis de likevel holder seg på dagens høye nivå kan prisvirkningen for Sør-Norge bli større enn i 2021 – særlig om vi får mye tilsig i Norge – men prisvirkningen kan også bli mindre
 - Med en mer normal gasspris, lavere norsk kraftoverskudd og mye mer vind og solkraft i våre naboland, viser våre beregninger en direkte prisøkning på 3-4 øre/kWh samlet for begge kablene i 2030 og 2040 – i gjennomsnitt over 29 historiske værår og gitt en markedsutvikling som beskrevet i vår mest oppdaterte langsiktige markedsanalyse. Mindre vindkraft og høyere priser i UK kan gi noe høyere prisøkning.
- NSL og NordLink innebærer en så stor endring i systemet at de påvirker kraftprisene og dermed også ulike aktørers langsiktige markedstilpasning. Det er eksempelvis sannsynlig at det har blitt bygget ut mer produksjon i Norge og Sverige som et resultat av beslutningen om å bygge NordLink og NSL. Dette reduserer den reelle prisøkningen i Norge målt mot en situasjon der Norge hadde valgt å ikke bygge disse to forbindelsene.
- Statnett bruker modellverktøyene Samnett og BID3 til å simulere samspillet i det norske og europeiske kraftsystemet slik det er nå og slik vi forventer at det vil utvikle seg i framtiden. Dette er samme typen modeller som resten av bransjen bruker til å beregne kraftpriser og er basert på forskningsbaserte og velprøvde matematiske metoder
- Forutsetninger, simuleringresultater og analyser av framtidig markedsutvikling blir dokumentert gjennom rapporten Langsiktig Markedsanalyse hvert andre år

Slik analyserer Statnett kraftsystemet på lang sikt

Statnett bruker to modellverktøy for å simulere kraftsystemet. For Norden bruker vi modellen Samnett, og for Europa bruker vi modellen BID3. Ved simulering bruker modellene matematiske optimeringsalgoritmer til å beregne en lavest mulig driftskostnad for det samlede nordiske og europeiske kraftsystemet time for time i sekvens, basert på en databeskrivelse av kraftsystemet med blant annet følgende informasjon:

- Kapasitet, drivstofftype, CO₂-utslipp og andre egenskaper ved hvert enkelt kraftverk i det meste av Europa
- Forbruk i husholdninger, industri, og ellers, kategorisert etter egenskaper, fordelt over året ned på timenivå, per land for Europa og per region i Norge og Sverige
- Nettet, ledninger og transformatorstasjoner
- Kapasitet i nettet og overføringskapasiteter
- Historiske tidsserier for samtidig nedbør, temperatur, vind og sol

Modellverktøyet simulerer kraftsystemet som er beskrevet i datasettet. Forutsatt at vi har et marked med fri konkurranse og rasjonelle aktører vil en slik optimal minimering av de samlede driftskostnadene i totalsystemet gjengi det reelle kraftmarkedet der aktørene maksimerer sin profit.

De vanlige datasettene vi har beskriver kraftsystemet slik det er nå og slik vi forventer og beregner at det vil være på ulike stadier frem i tid – for eksempel i 2025, 2030 og 2040. Altså hvilke kraftverk som finnes i hvert av disse årene, utvekslingskapasitet, forbruk, og lignende. For å få frem utfallsrommet og virkningen gitt av hvordan været kan være i hvert enkelt år simulerer vi det samme året over et sett med historiske værår. Disse er basert på historiske observasjoner fra hele Europa. For tiden benytter vi været i årene fra 1988 til 2016.

Etter hver simulering sitter vi altså igjen med 29 forskjellige utgaver av 2025, time for time, som skilles av ulikt vær. Gjennomsnittet av disse årene er det vi ofte kaller et normalår.

Datasettene våre blir oppdatert og videreutviklet hvert andre år i prosessen med å oppdatere Statnetts Langsiktig markedsanalyse. Her dokumenterer vi simuleringsresultater og viktige forutsetninger i en oppdatert rapport hver gang. Sist var i 2020 (med en mindre oppdatering i 2021), og neste rapport er planlagt i 2022.

Å lage datasettene er en svært viktig oppgave. For lite gjennomarbeidede datasett vil gi oss et dårligere utgangspunkt når vi bruker datasettene som startpunkt i mer spesifikke analyser av ulike problemstillinger, enten det er prisforskjeller internt i Norge, flyten mellom Norge og Sverige eller prisvirkninger med og uten NordLink og NSL. Det er derfor en omfattende analyse som ligger til grunn for Langsiktig markedsanalyse. **Hvordan vi går frem er beskrevet i kapittel 1 i hver utgave av LMA rapporten.**

Modellverktøyet er en stor kalkulator. Analysen skjer utenfor modellen. Samtidig er det et svært viktig verktøy for at vi skal forstå sammenhengene i kraftsystemet og prøve å forklare dem til andre.

I tillegg til variasjonen i vær som vi alltid simulerer gjør vi sensitiviteter med andre viktige faktorer for kraftsystemet. For eksempel prisen på gass, kull og karbon, og kraftoverskudd i Norge og Norden.

I en større analyse gjør vi mange hundre simuleringer på ulike datasett med forskjellige forutsetninger og sensitiviteter. Det er altså et omfattende resultat som gir oss oversikt over den aktuelle problemstillingen vi studerer i en gitt analyseprosess.

Simuleringen knytter alt sammen

Kraftsystemet er et komplisert system. Produksjon og forbruk må til en hver tid være akkurat like store. Stopper et kraftverk må et nytt ta plassen innen kort tid. Og konsekvensen av en feil i Norge kan merkes i Finland og Sverige siden vi deler nettet. Vi må ha nok ledninger til å frakte strømmen, vi må ha nok effekt i kraftverkene til å forsyne forbruket, og vi må ha nok energi til å klare den lange vinteren med lite tilsig. Og på toppen er det den mest kritiske infrastrukturen vi har – mister vi strømmen over noe tid mister vi også annen infrastruktur som vann, trafikk og tele.

Modellverktøyene etterligner hvordan ulike deler av dette systemet oppfører seg, og med datasettene våre simulerer vi hvordan alt fungerer i sammenheng over mange timer og år.

Modellene vi bruker forsøker å minimere totalkostnaden for hele systemet som vi har modellert. Dette er en etterligning av hvordan det reelle systemet fungerer med konkurranse mellom mange aktører. Vi viser til eierne/utviklerne av modellene for mer informasjon om metodene som deres verktøy benytter.

Selv om modellene og datasettene våre er omfattende, så er det ikke alt vi kan representere. Det er mange markeder som påvirker kraftsystemet. Våre analyser har lenge vist at gassmarkedet kom til å bli viktigere for prisen i det europeiske og nordiske kraftmarkedet på 2020-tallet fordi gasskraftverk oftere blir den prissettende teknologien. Gassprisen er noe vi analyserer utenfor modellen, og er ikke et modellresultat. Men vi bruker modellene til å analysere betydningen av gassprisen på kraftmarkedet.

På samme måte analyserer vi og undersøker markedsmessig virkning av investeringer i produksjon og forbruk, politiske beslutninger og lignende som ikke kan simuleres direkte.

Modellverktøyene våre gjør forenklinger og vi må gjøre forenklinger i våre datasett for å finne svar på kort tid og med de ressursene vi har. Derfor er simuleringene bare en del av det arbeidet vi gjør. Vi bruker mye tid på å forstå resultatene og sammenhengene i kraftsystemet, og modeller og simuleringer gir unik innsikt som ikke er mulig å få på annen måte.

Generell oversikt over hva som er modellert i våre datasett

- Nordiske datasett
 - Vannkraft og vassdrag
 - Vind- og solkraft
 - Termisk og annen produksjon
 - Industriforbruk
 - Alminnelig forbruk
 - Nettdata om ledninger og trafostasjoner
 - Snittkapasiteter
 - Tilknytning for produksjon og forbruk til stasjon
 - Utvekslingskapasiteter/markedskapasiteter
 - Værdata for 29 værår (tilsig, vind, sol, temperatur)
- Europeiske datasett
 - Modellerer Norden, Baltikum, Storbritannia, Tyskland, Frankrike, Sveits, Østerrike, Italia, Polen, Nederland, Belgia og Tsjeckia (ca. 70 % av kraftforbruket i EU)
 - Kraftverk og forbruk i de nevnte landene
 - Markedskapasiteter mellom land
 - Værdata for 29 værår (tilsig, vind, sol, temperatur)

Vi beregner 3-4 øre direkte prisøkning i 2030 og 2040

I analyserapporten "Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel" fra 2013, som lå ved konsesjonssøknaden for NordLink og NSL, oppgav vi et estimat på **5 €/MWh i direkte prisøkning** i sum av begge kablene i 2020 (året vi antok begge kablene kom i full drift) i snitt over 29 historiske værår og i det vi den gangen hadde som basisscenario for framtidig utvikling av det europeiske og norske kraftsystemet, inkludert forutsetninger om priser på kull, gass og CO₂. Tilsvarende estimat for **2030 var 4 €/MWh**, også dette i gjennomsnitt av 29 historiske værår og forutsatt en norsk og europeisk markedsutvikling som beskrevet i rapporten.

Dette er det vi kaller den direkte virkningen – altså forskjellen i norsk kraftpris med og uten kablene - uten andre endringer. For fremtidige år beregner vi denne virkningen ved å sammenligne modellsimuleringer med og uten kablene – uten andre endringer. I disse beregningene får vi med hvordan kablene påvirker vannkraftverkene disponering av vannet, kraftflyten i Norge og kraftprisene. Vi får imidlertid ikke med indirekte virkninger på investeringer – det vi i rapporten fra 2013 og i seinere markedsanalyserapporter kaller langsiktige markedstilpasninger. Disse vil over tid dempe prisseffekten av nye kabler.

Vi oppdaterer jevnlig våre prognoser og forutsetninger om den langsiktige utviklingen i det norske og europeiske kraftsystemet og markedet. Og selv om analysen fra 2013 står seg godt, har vi både justert på forutsetninger, forbedret våre modellverktøy og økt vår forståelse – sammen med resten av kraft og energisektoren. Når det gjelder den grunnleggende markedsutviklingen er hovedforskjellen fra 2013 at vi nå forventer en raskere omstilling til et europeisk system i stor grad basert på sol og vindkraft – og at det ikke bare er den eksisterende kraftsektoren men hele energisystemet som blir utslippsfritt. På norsk side er den største forskjellen at vi nå forventer mye mer vekst i forbruket mens produksjonsveksten blir mer moderat. Dette gjør at vi nå forventer et lavere norsk overskudd på kraftbalansen over året i et normalår.

Til tross for disse forskjellene får vi likevel en beregnet direkte prisøkning i omtrent samme størrelse som i 2013 – når vi simulerer datasettene for 2030 og 2040 i vårt mest oppdaterte basisscenario med og uten NordLink og NSL. I snitt over 29 simulerte værår får vi en direkte prisøkning på 3-4 EUR/MWh i Sør-Norge og noe lavere i Midt og Nord-Norge.

Hvor mye kablene påvirker norske kraftpriser varierer over tid og med en rekke faktorer. I noen år, måneder og timer er prisvirkningen høy, i andre år og perioder er den veldig lav, og i gjennomsnitt over mange år mener vi den er omkring den størrelsen vi har oppgitt.

I våre siste versjoner av Langsiktig Markedsanalyse viser vi at overgangen til vind og solkraft i Europa reduserer norske kraftpriser utover i tid når markedsandelen blir stor, mye drevet av at det blir stadig flere timer der prisene faller ned mot null. Flere timer med nullpriser trekker også ned prisvirkningen av NordLink og NSL. Dette ser vi tydelig for NSL i vårt basisscenario for 2030 der vi har en relativt høy andel med timer der prisene faller ned til null i UK som følge av høy utbyggingstakt for vindkraft. Dette gir en prisøkning av NSL isolert sett i 2030 på kun 0,5 EUR/MWh.

	Pris og endring i 2030			Pris og endring i 2040		
	Med	Uten	Endring	Med	Uten	Endring
NO4	35	33	2,6	38	37	1,3
NO3	37	34	2,9	37	35	2,1
NO5	41	38	3,1	40	36	3,5
NO2	42	38	3,3	40	36	3,6
NO1	41	38	3,1	40	37	3,7

Langsiktige markedstilpasninger reduserer norsk priseffekt

Prisvirkningen vi oppgir er den direkte virkningen kablene har, alt annet likt. Altså med det samme forbruket og de samme kraftverkene, hvordan endrer prisen seg når kablene kommer på drift.

I virkeligheten har aktørene i kraftmarkedet kjent til planene for NordLink og NSL i snart 10 år, og har innrettet seg deretter. Påvirkning på andres investeringer fanger ikke simuleringene opp direkte. Slike virkninger ville gitt en lavere priseffekt av kablene, siden det norske kraftsystemet i fravær av kablene ville utviklet seg ulikt. For eksempel vil kablene gi litt høyere og mer stabil kraftpris, som kan føre til mer oppgradering og investering i ny produksjon. Det demper altså den direkte priseffekten av kablene.

I perioden hvor kablene ble vedtatt hadde Norge og Sverige nylig innført et sertifikatmarked for ny fornybar energi ("grønne sertifikater"). Kjennskapene til at kablene skulle settes i drift har trolig gitt investorer insentiv til å investere i ny kraft i både Norge og Sverige som har senket kraftprisen og prisen på sertifikatene. Sertifikatmarkedet skulle opprinnelig generere 26 TWh ny kraft til sammen i de to landene, men samlet utbygging ble over 20 TWh større enn dette. I Norge har det kommet om lag 17 TWh ny produksjon. Anslaget vårt fra 2012 gjaldt for 2020, det vil si året vi antok at begge kablene ville være i drift. Vi regnet også ut en prisvirkning for 2030, men fordi kablene i 2030 vil ha vært i drift i 10 år er det egentlig en urealistisk situasjon å regne på systemet med og uten kabler.

Prisvirkningen av kablene gjelder heller ikke bare Norge, de påvirker også prisen i våre naboland. På samme måte påvirker deres forbindelser prisen i Norge.

Altså, alle som bruker eller produserer strøm tilpasser seg at kablene kommer, og agerer derfor på det.

Prisøkning av NordLink og NSL i 2021 – estimert i ettertid

Den direkte virkningen på norske kraftpriser av NordLink og NSL for 2021 består enkelt sagt av to deler. Den første er virkning på energiprisen fra vannkraft som produsentene byr inn i markedet. Den andre er at eksportkapasiteten gitt av kablene i en del timer gjør at norsk pris går fra å være satt av norsk vannkraft til å bli lik prisen i et av våre naboland. Det siste skjer fordi det ikke er nok effekt i Sør-Norge til å både dekke forbruket i Sør-Norge og samtidig ha full eksport ut av området. Dette gir kortvarige pristopper i Sør-Norge med lik pris som i et av våre naboland – og det blir lavere eksport. Vi kan kalle det effektpris.

Virkningen på effektpris kan vi beregne ganske nøyaktig ved å analysere historiske data for priser og handelskapasitet time for time i 2021. Vi finner da ut time for time om NordLink og NSL har vært utløsende for om prisen i Sør-Norge ble lik prisen i et av våre naboland – og hvor mye dette utgjør i denne timen. I figuren til høyre viser vi resultatet og at det gav en prisøkning i Sør-Norge på 1,9 €/MWh. For Q4 var gjennomsnittet høyere med et snitt på 5,8 €/MWh, drevet av flere pristopper. Dette er altså bare den ene virkningen på prisen.

Hvor mye kablene bidro til å heve energiprisen, altså vannkraftprodusentenes prising av vannet lagret i magasinene, er krevende å beregne og mer usikkert. Det vi ønsker å vite er hva vannkraftprodusentene ville gjort om ikke kablene fantes. Og for å finne ut av dette må vi egentlig simulere systemet med markedsmodeller, med og uten kablene. Da må også priser på kull, gass og CO₂, kapasiteter i nettet, forbruk og tilgjengelig produksjon, og tilsig, temperatur, vind og sol – time for time være slik det var i hele Europa time for time gjennom 2021. Det er en stor oppgave vi ikke har fullt ut mulighet til å gjennomføre. I tillegg var det en så stor økning gjennom året i prisene på særlig gass og CO₂ – og usikkerhet om hvor lenge det ville vedvare som igjen har mye å si for vannkraftprodusentenes verdsetting av vannet på lager – at det blir ekstra vanskelig å gjengi dette med våre markedsmodeller.

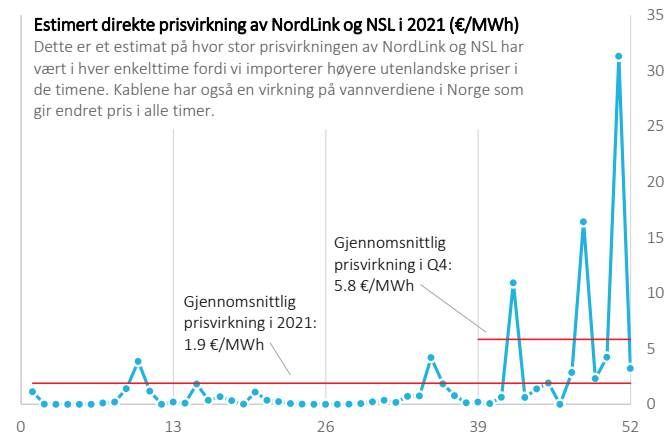
I sum for begge effekter indikerer våre modellsimuleringer, som vist på neste side, at kablene hevet prisen i Sør-Norge med rundt 10 €/MWh for andre halvår av 2021. I lys av dette og beregningen basert på observerte priser av priseffekt nummer to som forklart over, vurderer vi at den samlede økningen i prisene i Sør-Norge gitt av NSL og NordLink på var mellom 5 og 15 €/MWh i 2021 over hele året i gjennomsnitt. Dette er et høyt tall i lys av at tilgjengeligheten av NSL og NordLink for eksport i gjennomsnitt var under 30% av full kapasitet i 2021.

Oppsummert kan vi slå fast at høye priser i Europa og høy fyllingsgrad ved inngangen av 2021 trakk opp prisøkningen mens lav tilgjengelighet på kablene og lite tilsig i Norge var dempende faktorer. Det vil være større forskjell med normalt tilsig og normal tilgjengelighet på kablene. I veldig våte år kan prisen bli veldig lav i Norge – kablene kan da gi stor økning i norsk pris tilbake mot normalen. I veldig tørre år trenger vi å importere kraft – kablene reduserer da prisen gjennom at vi kan importere mer når kraften er billigst.

Prisvirkningen i nord er mindre enn i sør, men prisen er også påvirket der. Nord-Norge og Nord-Sverige har de siste to årene hatt rekordhøyt kraftoverskudd kombinert med redusert kapasitet ut av regionen. Dette har gitt lave priser – særlig det siste halvåret. Uten NordLink og NSL ville prisene her vært enda lavere. Virkningen er likevel mindre i nord enn i sør.

Estimert direkte prisvirkning av NordLink og NSL i 2021 (€/MWh)

Dette er et estimat på hvor stor prisvirkningen av NordLink og NSL har vært i hver enkelttime fordi vi importerer høyere utenlandske priser i de timene. Kablene har også en virkning på vannverdiene i Norge som gir endret pris i alle timer.

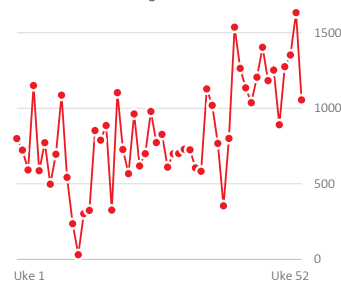


Nettoeksport

Danmark	6,5 TWh
Tyskland	3,3 TWh
Nederland	3,3 TWh
Storbritannia	1,5 TWh
Sør-Sverige	0,9 TWh

Gjennomsnittlig eksportkapasitet per uke i 2021 (MW)

Sum for både NordLink og NSL



Prisvirkningen samlet var mellom 5 og 15 €/MWh i 2021

For å få med faktisk forskjell med og uten kablene må vi få med endringen i vannkraftverkernes budgivning. Forenklet kan vi si at vannkraft med magasin (lagring) byr inn det de tror vannet kan selges for i fremtiden. Hvis det er mye vann tilgjengelig blir prisen lav fordi det er fare for flom (at produsenten mister vannet), mens i tørre år er det fare for at det blir for lite strøm til alt forbruk og produsentene setter en høy pris som fører til at de sparer mer på vannet.

Den prisen vannkraftverkene setter (vannverdi) bestemmer prisen de ulike områdene i Norge i de fleste timer. Effektiviteten (de timene vannverdi ikke setter prisen) forklarte vi på forrige side, dette er altså virkningen i alle de andre timene.

For å estimere denne virkningen har vi simulert med våre markedsmodeller. Det er imidlertid utfordrende å gjenskape prisutviklingen i 2021 med modellsimuleringer – selv om vi bruker eksakt samme data som markedet i 2021. Vi har simulert 2021 med faktiske priser og kapasiteter

- Prisene i Tyskland, Nederland, Polen og Storbritannia er slik de var i 2021
- Markedskapasiteter mellom områder er satt lik gjennomsnittet per uke
- Simuleringen starter i andre halvår 2021, med reelle startmagasin

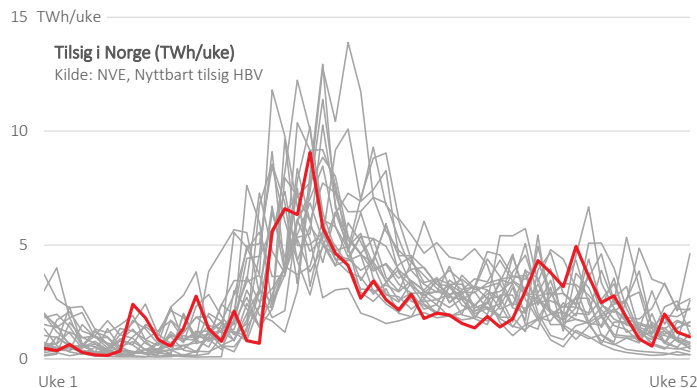
For å få en mer riktig gjengivelse av usikkerheten i tilsig og andre forhold drevet av været har vi simulert over 29 historiske værår. Ut av dette har vi sett mest på de som best representerer vær og nettoeksport slik det var i 2021.

Det er likevel vanskelig å modellere riktig forventning

- Forventningen til fremtidige priser er en viktig del av markedet
- Vannverdier er et direkte resultat av produsentenes forventning om pris
- I 2021 endret prisforventningen seg dramatisk i løpet av året
- Vi har ikke mulighet til å modellere det like godt som i virkeligheten
- I vår simulering har derfor produsentene perfekt informasjon fra start om prisen på kontinentet i resten av 2021

2021, og spesielt andre halvår, er blant de tørreste i de siste 20 årene (se figur). Høy fyllingsgrad ved starten av året og høye priser i våre naboland gav en betydelig nettoeksport selv om tilsiget var lavt. Når vi ser på simulerte værår med lignende tilsig som i 2021 får vi at simulert eksport er lavere enn den observerte. Dette skyldes kalibrering av modellen og modellsvakheter som ikke gjengir riktig aktørens forventninger til prisutviklingen godt nok. Når vi derimot ser på simulerte værår med like stor eksport som den observerte eksporten i 2021 får vi at prisdifferansen mellom simuleringen med og uten NordLink og NSL er ca. 10 €/MWh i snitt i andre halvår 2021. Vi mener dette er et bra estimat for prisvirkningen av to grunner. For det første er det rimelig å anta at den samlede nettoeksporten ville vært like stor også uten NordLink og NSL, som følge av høye priser i landene rundt oss og lavt tilsig. For det andre og gitt det første har størrelsen på nettoeksporten mye å si for hvor mye lavere prisen i Sør-Norge måtte ha vært for å få samme nettoeksport uten kablene. Med modellsimuleringene får vi fram dette.

Det er likevel en gjenværende usikkerhet på akkurat hvor stor prisvirkningen er. Vi mener med stor sikkerhet at den samlede virkningen for hele 2021 av NordLink og NSL er mellom 5 og 15 €/MWh. Altså at prisen ville vært så mye lavere i Norge i 2021 uten disse forbindelsene.



Kan få periode med større prisøkning på kort sikt

Hva kraftprisen blir i de neste 12 månedene har aldri vært mer usikkert. Det aller viktigste for kraftprisen er tilgangen på gass i Europa og hvilken pris den får. Det kan endre seg raskt begge veier. Vi har sett at usikkerhet om gassimport og høyere forbruk sender prisen oppover, slik som i desember. Og selv om prisen for gass i 2022 og 2023 er høy nå, så kan mer sikker import endre dette raskt.

I Norge er været viktig for prisen. Dersom det blir et tørt år vil vi få priser tett opp til den europeiske, mens i et vått år kan prisen bli en god del lavere. Med høye kraftpriser i Europa kan derfor litt mer eller mindre vann få stor betydning for pris.

Dersom det blir et tørt år, med litt nettoeksport eller -import, så har NSL og NordLink liten betydning for prisen. Da er den opprinnelige kabelkapasiteten tilstrekkelig og prisen i Sør-Norge legger seg tett på den europeiske.

Dersom det kommer mye nedbør kan prisen falle mer. Magasinfyllingen er lav, så vi kan ikke vente priser som i 2020, men høy produksjon kan gi lavere pris spesielt på sommeren. I en slik situasjon har NSL og NordLink større betydning. Med kablene kan vi eksportere mer enn vi kunne før, og det skal mye mer til for å få priskollaps i Norge.

På grunn av den betydelige usikkerheten i utviklingen i både vær og priser har vi ikke en enkelt forventning til prisvirkningen i 2022.

Mer normale gasspriser og normalt eller lite tilsig vil gjøre prisvirkningen mindre enn i 2021. Fortsatt høy gasspris og mye tilsig kan gjøre prisvirkningen større.

Prisvirkningen varierer med nedbør i Norge

Variierende nedbør fører til at norsk kraftproduksjon varierer mye fra år til år. Lagring av vann i magasinene våre er viktig for å jevne ut tilgangen på energi, men det kommer noen ganger flere tørre år på rad og et stort import-behov. Andre år kommer det mye tilsig flere år på rad, og vi har mer strøm enn vi klarer å bruke opp.

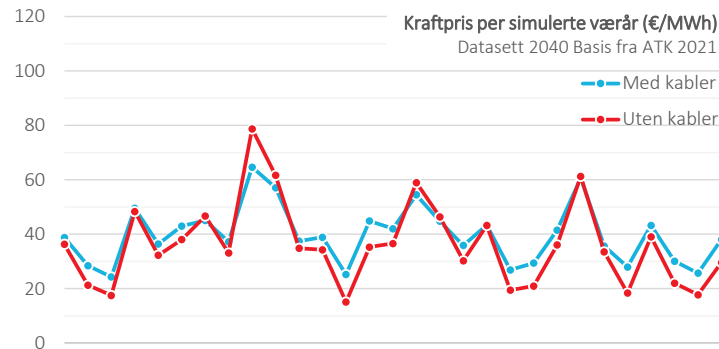
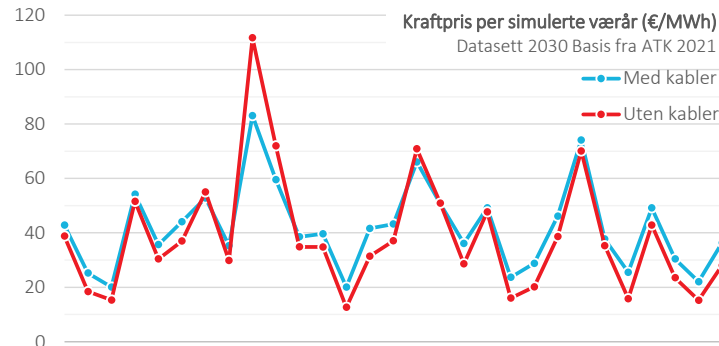
Denne varierende tilgangen på energi fører til store svingninger i kraftprisen. I 2020 ble prisen svært lav på grunn av mye tilsig, mens den i 2009 og 2010 var høy.

Kablene knytter oss sterkere til den europeiske kraftprisen. Det vil si at nedbør betyr mindre for kraftprisen. Lite nedbør vil ikke føre til like stor prisøkning, og mye nedbør vil ikke føre til like stor nedgang.

Figurene til høyre illustrerer dette. De viser kraftprisen med og uten kabler i hvert av de 29 årene med ulikt vær som vi simulerer. I den øverste figuren er altså 2030 simulert med 29 forskjellige værszenario, og det samme for 2040 nederst.

I de fleste år øker kraftprisen litt med kabler, slik vi har rapportert. I de tørreste årene (årene med høyest pris) faller prisen noe. Og spesielt i det aller tørreste året vi simulerer. I de våtteste årene øker prisen mest.

På grunn av varierende tilsig er det altså slik at kablene øker prisen mest å årene med lavest pris. Og motsatt – i år hvor lite tilsig øker prisen er prisvirkningen av kablene liten eller til og med negativ.

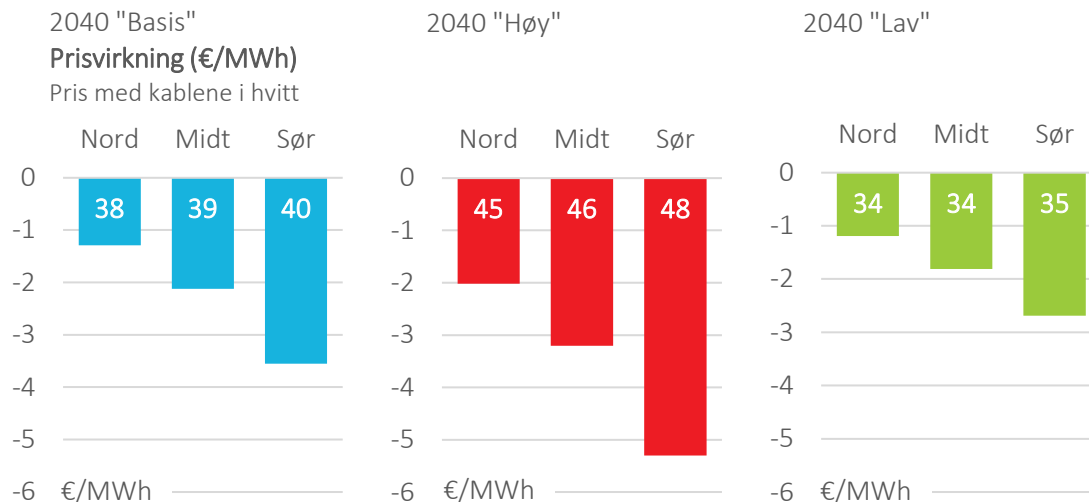


Kraftprisen rundt Norge påvirker prisvirkningen

Kraftprisen i landene rundt oss påvirker hvor mye kablene påvirker de norske prisene. Både nivået og hvordan prisen varierer har betydning. Figurene under viser prisvirkningen i Norge i tre forskjellige scenario, "Basis", "Høy" og "Lav". Stolpene viser hvor mye lavere prisen ville vært uten de to nye kablene NSL og NordLink. Tallene øverst på hver stolpe viser prisen med kablene.

Dette er scenario fra Statnetts "Analyse av transportkanaler 2021". Kort oppsummert er kraftprisen i Tyskland og Storbritannia 30% høyere i høy enn i Basis, og 15% lavere i lav enn i Basis i 2040.

I Sør-Norge er prisvirkningen av NordLink og NSL 3.6 €/MWh i Basis, og dette øker til 5.3 i "Høy" og faller til 2.7 i "Lav". Samtidig ser vi at pris-endringen mellom de tre scenarioene er mye større på grunn av den generelle prisendringen i "Høy" og "Lav". Uavhengig av kablene øker prisen med 6 €/MWh fra "Basis" til "Høy", og reduseres med 4 €/MWh fra "Basis" til "Lav".

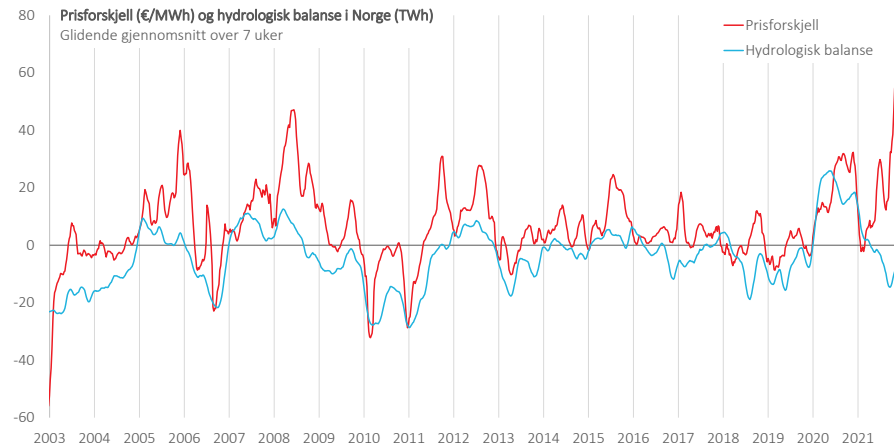
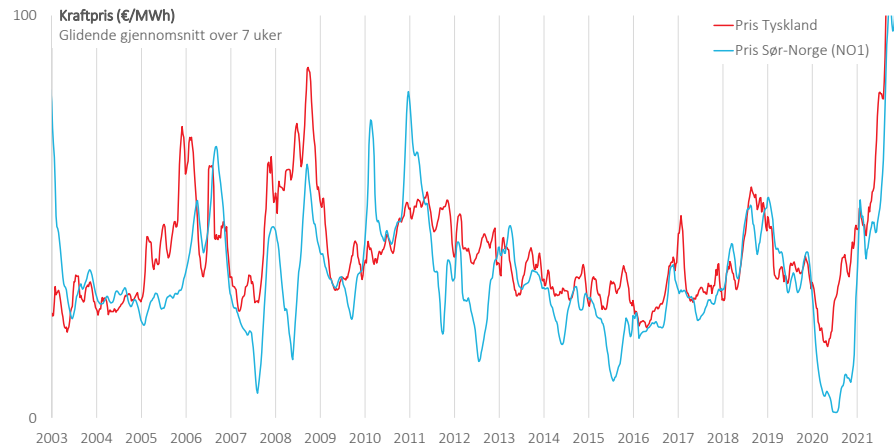


Kraftprisen i Norge har lenge fulgt europeisk pris

Kraftprisen i Norge har lenge vært knyttet til den europeiske kraftprisen. Vi er direkte knyttet til kraftprisen gjennom forbindelser og handel. Og vi er tett knyttet til Sverige og Danmark som også har forbindelser videre til kontinentet. Og i Sverige og Danmark har de hatt blant annet kullkraft som har vært prissettende både der og på kontinentet.

Kraftprisen vår svinger likevel litt rundt den europeiske, representert ved tysk pris i figuren til høyre. Det skyldes vårt varierende tilgang på vannkraft som vi også har forklart tidligere. I perioder med mye tilsig har vi mye mer lagret vann enn normalt, et overskudd på hydrologisk balanse, og i andre tider har vi underskudd.

Fra 2020 til 2021 har vi gått fra et hydrologisk overskudd til et hydrologisk underskudd, og til tross for dette har prisforskjellen til kontinentet aldri vært større enn nå. Det skyldes den veldig spesielle situasjonen vi har i øyeblikket, med begrenset tilgang til gassimport og svært høy gass- og kraftpris i Europa.



Oversikt over relevante analyserapporter og planer

Her er en oversikt over offentlige rapporter fra Statnett med forutsetninger og analyser vi har brukt i våre analyser. Rapportene er listet i kronologisk rekkefølge fra nyest til eldst.

Kortsiktig Markedsanalyse 2021–26

<https://www.statnett.no/contentassets/0c94b075b98d45a89d2d0960f4328c55/kortsiktig-markedsanalyse-2021-2026.pdf>

Analyse av transportkanaler 2021

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/analyse-av-transportkanaler-2021-2040.pdf>

Langsiktig markedsanalyse 2020-2050 – oppdatering 2021

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/2021-06-30-lma-oppdatering.pdf>

Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2020–50

https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf

Analyse av transportkanaler Norge 2019–2040

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-og-ksu/analyse-av-transportkanaler-2019-2040.pdf>

Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2018–2040

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2018-40.pdf>

Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2016–2040

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-20162040.pdf>

Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2013-Analyserapport-Kabler-til-Tyskland-og-Storbritannia-samfunnsokonomisk-nytte>

I tillegg til rapportene i listen til venstre har Statnett publisert sin Nettutviklingsplan i [2011](#), [2013](#), [2015](#), [2017](#), [2019](#) og [2021](#).

Nettutviklingsplanen beskriver også langsiktige planer for kraftsystemet, men med mer fokus på norsk nettutvikling og mindre fokus på markedsutvikling.

Vi har også publisert flere rapporter i forkant av investeringsbeslutningen for kablene:

Områdestudie Sørlandet, Konsekvenser av økt kabelkapasitet

<https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2011/rapport-omradestudie-sorlandet-2011.pdf>

Analyserapport, Sør-Norge og to nye kabler innen 2021

<https://www.statnett.no/contentassets/73bcc598cc2e441ba2c482be9292d60b/sor-norge-og-to-nye-kabler-innen-2021>

Dette er ikke en komplett oversikt over relevante publikasjoner fra Statnett, men mange av de viktigste er inkludert her.