



Kraftmarkedsanalyse mot 2030

Det norske kraftsystemet er gjennom energipolitikk og det fysiske kraftmarkedet tett integrert med resten av Europa. Politiske vedtak utenfor Norden gir direkte konsekvenser for kraftprisen i Norge. Det samme gjelder teknologiutvikling, som påvirker kraftproduksjon og -forbruk både i og utenfor Norge. I tiden frem mot 2030 vil det skje store endringer innenfor energisektoren. Ny klima- og energipolitikk med fokus på mer fornybar energi, energieffektivisering, elektrifisering av energiforbruket og videreutvikling av kraftmarkedet er viktige drivere for utviklingen av energimarkedene fremover.

I sitt forvaltningsarbeid har NVE behov for å forstå hvilke utviklingstrekk som påvirker verdien av norske energiressurser. Dette notatet belyser noen viktige trender, og konsekvenser av at Norge og Norden blir sterkere knyttet til det europeiske kraftmarkedet. Analysene og vurderingen er utført i løpet av 2016, og det er første gang NVE publiserer en slik analyse samlet. Resultatene vil inngå i konsesjonsbehandling og andre forvaltningsoppgaver NVE har. Analysen skal oppdateres årlig med bakgrunn i de endringene i rammebetingelser, marked og teknologi vi observerer.

Forutsetningene for analysen som presenteres her, er basert på nasjonale handlingsplaner og vedtatt politikk. Analysene er gjennomført ved hjelp av kommersielle kraftmarkedsmodeller som brukes i bransjen i dag og, som er satt opp for å representere kraftsystemet i 2016, 2020 og 2030.

Oslo, desember 2016

Anne Vera Skriverhaug
Avdelingsdirektør
Energiavdelingen

Vegard Willumsen
Seksjonssjef
Seksjon for Kraftsystem

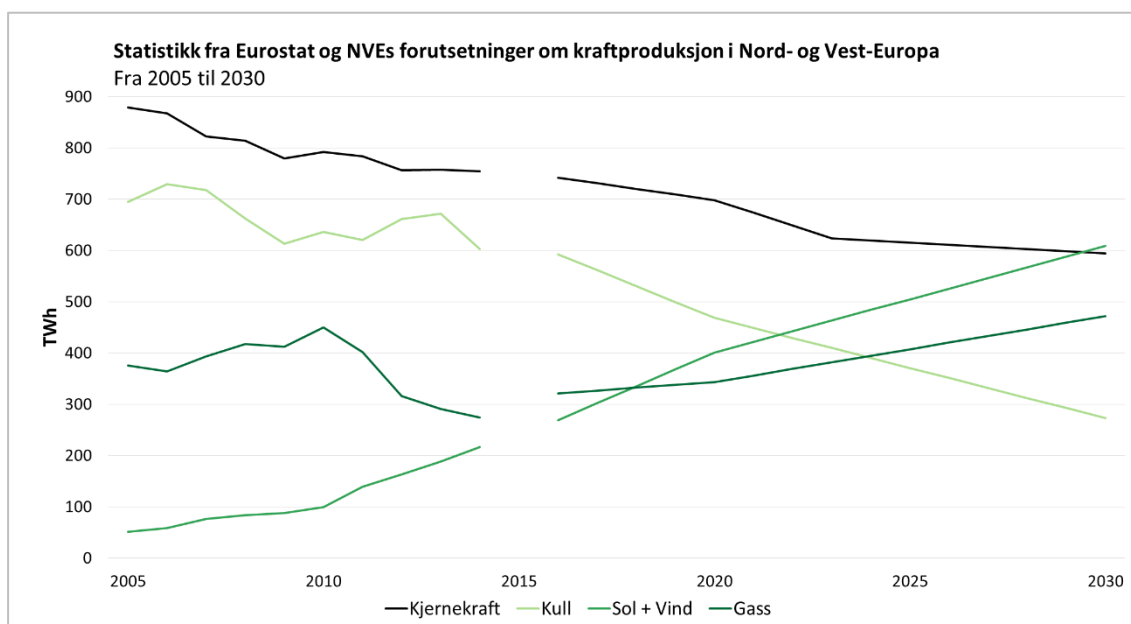
Innhold

TRENDEN I FORNYBARUTBYGGINGEN VIL FORTSETTE	2
ØKT UTVEKSLINGSKAPASITET MELLOM NORDEN OG EUROPA VIL GI MER KOMPLEKS SYSTEMDRIFT	3
KRAFTPRISEN I NORGE STYRES I 2030 FORTSATT AV BRENSLS- OG CO ₂ -PRISER.....	4
ØKT UTVEKSLINGSKAPASITET FORBEDRER ENERGIFORSYNINGSSIKKERHETEN I NORGE	5
UTFORMINGEN AV KLIMAPOLITIKK HAR MYE Å SI FOR NIVÅET PÅ NORSK KRAFTPRIS.....	6

FORFATTERE: GUDMUND BARTNES, JONAS SKAARE AMUNDSEN

Trenden i fornybarutbyggingen vil fortsette

NVEs analyser av utviklingen i det europeiske kraftmarkedet baserer seg på en vurdering av nasjonale planer for 16 land i Nordvest-Europa¹. Frem mot 2030 ligger det an til en stortilt utbygging av uregulerbar fornybar kraft, som i stadig større grad vil erstatte termisk produksjon. Figur 1 viser at produksjonen fra vind- og solkraft kan bli større enn kjernekraftproduksjonen i 2030, mens gass erstatter kull som den største fossile energikilden.



Figur 1: Historisk utvikling av europeisk kraftproduksjon fra 2005-2014 og NVEs modellforutsetninger (2016-2030). Kilde: Eurostat/NVE.

For Norden antas det at kraftoverskuddet øker frem mot 2030. Utbygging av ny fornybar kraft og ny kjernekraft i Finland mer enn oppveier utfasing av kjernekraft i Sverige og elektrifisering av transport i Norden. I analysene øker kraftoverskuddet fra 5 TWh i 2016 til 27 TWh i 2030.

¹ The-MA-modellen dekker Norden, Baltikum, Polen, Tyskland, Tsjekkia, Østerrike, Sveits, Frankrike, Belgia, Nederland og Storbritannia. I tillegg er Samlast brukt for å analysere Norden i større detalj.

Økt utvekslingskapasitet mellom Norden og Europa vil gi mer kompleks systemdrift

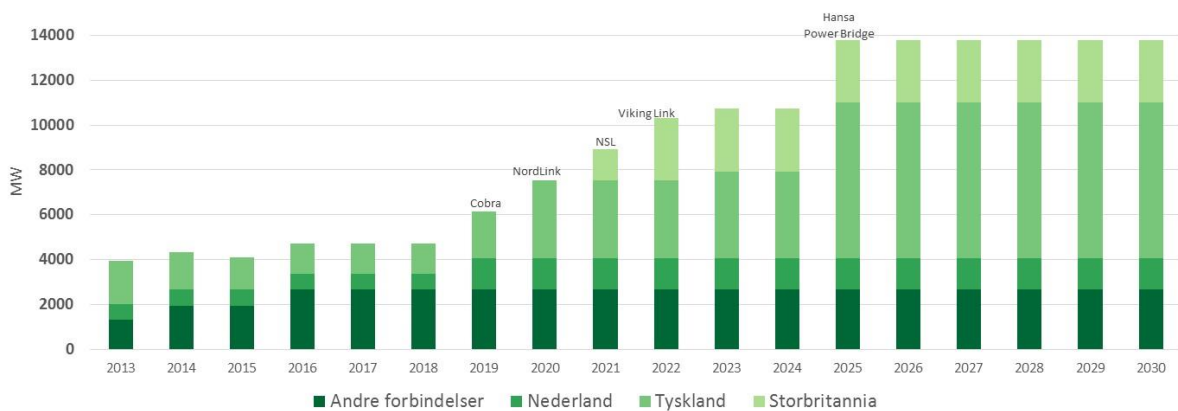
Utvekslingskapasiteten mellom Norden og Europa forventes å tredoble seg fram mot 2030. Både Norge, Sverige og Danmark planlegger nye overføringslinjer til Tyskland. I tillegg bygges forbindelser til Storbritannia fra både Norge og Danmark, og til Nederland fra Danmark. Samlet er det antatt en økning i eksportkapasiteten fra Norden fra rundt 5000 MW i dag til 14 000 MW i 2030.

Den store økningen i overføringskapasitet bidrar til at driften av det fremtidige nordiske kraftsystemet blir mer kompleks. Mer uregulerbar kraftproduksjon og forbruksvekst i de nordiske landene trekker i retning av at Norden blir mer avhengig av import, spesielt i timer med høyt forbruk. Større variasjoner i den momentane kraftbalansen, både i Norden og hos våre handelspartnere, gir større og hyppigere flytendringer i kraftsystemet. Belastningen på kraftnettet og driftsmønsteret til regulerbar norsk vannkraftproduksjon kan derfor bli annerledes enn i dag.



Utvikling i eksportkapasitet fra Norden til Europa

Basert på historisk og forventet tilgjengelighet

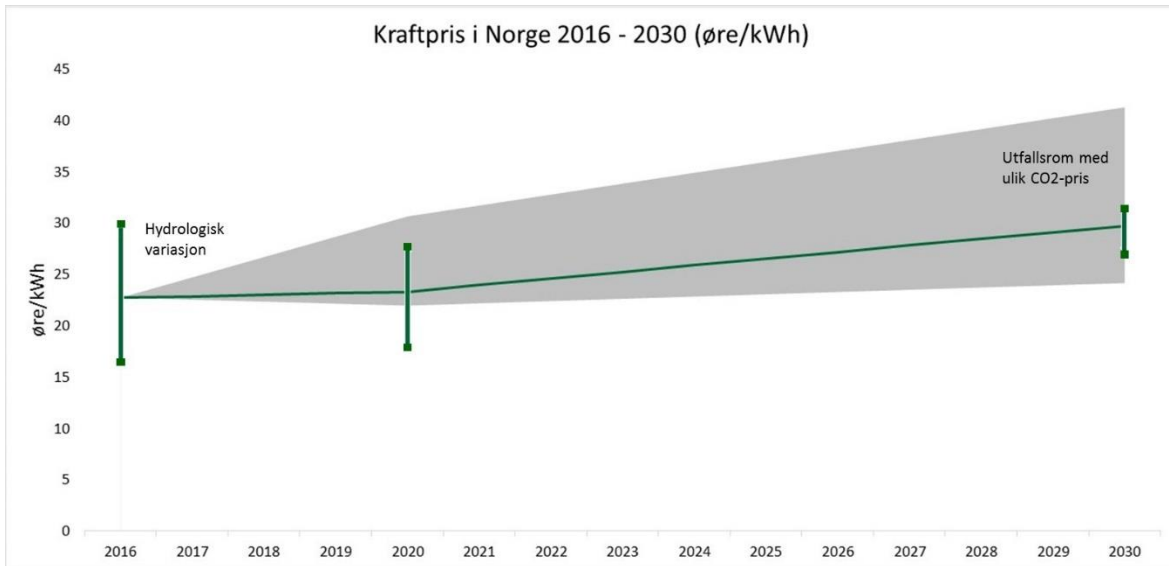


Figur 2: Nye forbindelser fra Norden til Europa vil tredoble utvekslingskapasiteten fra i dag til 2030.

Kraftprisen i Norge styres i 2030 fortsatt av brensel- og CO2-priser

Norge har hatt flere år med lave kraftpriser på grunn av gunstig hydrologi og lave priser på innsatsfaktorer til europeisk kraftproduksjon, som prisen på CO₂-kvoter, kull og gass. Frem mot 2030 vil økt utveksling mot Europa og en viss utfasing av svensk kjernekraftproduksjon trekke i retning av et noe høyere kraftprisnivå i Norge og Norden. Samtidig vil en utvidelse av det svenske elsertifikatmarkedet bidra til økt kraftoverskudd i Norden og trekke kraftprisen noe ned.

Det viktigste for kraftprisnivået i Norge frem til 2030 er imidlertid fortsatt prisen på CO₂ og fossile brenslers. Kostnaden for å produsere kull- og gasskraft slår inn i det nordiske systemet, både gjennom de resterende termiske kraftverkene i Norden og gjennom overføringsforbindelsene til Europa.



Figur 3: Kraftprisen i Norge vil stige dersom CO₂-prisen øker i takt med NVEs forutsetninger. Økt utveksling gjør den norske kraftforsyningen mindre sårbar for hydrologiske variasjoner, representert ved stolper i 2016, 2020 og 2030.

I analysene gir kablene fra Norge til Tyskland og Storbritannia en økning i gjennomsnittlig kraftpris i Norge på rundt 2 øre/kWh i 2030. Priseffekten av kablene antas å være lavere i 2030 enn når de settes i drift. Dette skyldes at også de øvrige forbindelsene fra Norden til europeiske land allerede har bidratt til en viss prisutjevning på dette tidspunktet.

Prisnivået på CO₂ og fossile brenslers betyr imidlertid mer enn endringer i kraftoverskudd og nye utenlandsforbindelser. Generelt ser vi at en økning i CO₂-prisen på 1 €/tonn gir en økning i norsk kraftpris på 0,5 - 1 øre/kWh, avhengig av om det er kull- eller gasskraft som oftest setter prisen i kraftmarkedet. Forskjellen skyldes at koblingen mellom CO₂-pris og kraftpris er svakere for gasskraftverk fordi denne teknologien har lavere CO₂-utslipp enn kullkraftverk.

Det er stor usikkerhet rundt den langsiktige prisutviklingen i det europeiske kvotemarkedet. I vår analyse har vi derfor undersøkt responsen i kraftsystemet av variasjoner i CO₂-prisen mellom 1 og 40 €/tonn². I 2030-scenariet gir dette et utfallsrom i kraftprisen på nesten 15 øre/kWh, avhengig av hvilke forutsetninger som legges til grunn på CO₂-prisen.

² Prisen på utslippstillatelser innenfor EU ETS-markedet er per desember 2016 rundt 5 €/tonn.

Økt utvekslingskapasitet forbedrer energiforsynings sikkerheten i Norge

Historisk har tørre og våte perioder gitt store kortsiktige variasjoner i kraftprisen i Norge. Med flere kabler til Europa vil hydrologiske variasjoner fra år til år ha mindre å si for kraftprisen i Norge. Økt utvekslingskapasitet bidrar til å redusere risikoen for energiknapphet og sikrer jevnere kraftpriser i både det norske og nordiske kraftsystemet.

Økningen i utvekslingskapasitet som antas å komme, representerer en teoretisk import- og eksportmulighet på mer enn 70 TWh for Norden. Det reduserer sannsynligheten for tomme magasiner i år med lavt tilsig, og øker samtidig muligheten til å eksportere kraft når det er mye vann tilgjengelig.

NVEs analyser viser at kraftprisen kan variere med så mye som 40 prosent mellom tørre og våte år før de nye kablene settes i drift. Denne variasjonen reduseres til 10 prosent i 2030-scenariet der kablene ligger inne.

Flere kabler gir mindre sesongvariasjon i kraftprisen

En ytterligere effekt av flere kabler er at norske kraftpriser varierer mindre mellom årstidene. Dette da kraftprodusentene har større mulighet til å eksportere kraft om sommeren noe som bidrar til å holde prisene på et litt høyere nivå sommerstid.

Tilgjengeligheten på import fra andre land gjør at vannkraftprodusenter tillater seg å bruke mer vann vinterstid, da det ikke lenger er like stort behov for å spare vann frem til snøsmeltingen på våren. På vinteren vil kablene til Europa i større grad brukes til import, noe som er med på å dempe prisene i det nordiske kraftmarkedet.

Flere kabler gir mer døgnvariasjon i kraftprisen

Mer utveksling trekker imidlertid i retning av økt variasjon i kraftpris over døgnet. Flere kabler gjør at Norge handler mer med land som har en stor grad av termisk kraftproduksjon i sin miks. Kraftprisen i slike land er gjerne høy på dagen og lav på natten fordi det er stor variasjon i kostnaden for å kjøre kraftverkene som skal til for å møte forbruket. I Norge er det som regel mindre forskjell mellom dag- og nattpriser fordi regulerbare vannkraftverk produserer med relativt like kostnader og har god evne til å justere produksjonen opp og ned i takt med forbruket. Når to systemer kobles sammen via en utvekslingskabel blir systemene og kraftprisene likere hverandre.

Konsekvensen av flere kabler blir dermed at prisforskjellene mellom dag og natt hos våre handelspartnere delvis smitter over på norske kraftpriser.

Flere kabler bidrar til høyere kraftpris i Sør-Norge

Historisk har Norge sør for Dovre hatt tilnærmet like priser, og var lenge samlet i ett prisområde. Selv om denne delen av Norge fra 2010 har vært delt inn i to og tre prisområder, viser statistikken at prisene har vært relativt like. Dette prisbildet synes å fortsette fram mot 2030.

Samtidig som prisene i Sør-Norge i stor grad har vært ganske like, har prisene i Midt- og Nord-Norge i mange tilfeller vært høyere. Dette gjelder spesielt for Midt-Norge. De høyere prisene i Midt-Norge kan forklares med at forbruket har økt, uten at dette er kompensert for med økt utbygging av kraftproduksjon.

Mot 2030 tyder analysene på at økt kraftproduksjon, spesielt fra vindkraft på Fosen og vannkraft i de tre nordligste fylkene, bidrar til å redusere kraftprisen i nordlige deler av landet. Samtidig blir Sør-Norge knyttet tettere sammen med resten av Europa. Det gir med våre forutsetninger høyere kraftpris i Sør-Norge, slik at dagens bilde snus og at kraftprisen i snitt blir noe høyere i sør enn i nord.

Utformingen av klimapolitikk har mye å si for nivået på norsk kraftpris

EU skisserer i Road Map 2050 en målsetning om et energisystem uten CO₂-utslipp fra kraftsektoren. For å komme til et slikt kraftsystem kreves store utslippsreduksjoner allerede de neste femten årene. Forutsetningene i basisscenarioet vårt, som er basert på nasjonale planer, gjør at utslippene i de modellerte landene reduseres med en tredjedel fra 2016 til 2030. En slik takt i utslippsreduksjoner er ikke tilstrekkelig til å nå mål om et utslippsfritt kraftsystem innen 2050.

Med bakgrunn i dette har vi gjort to sensitivitetsanalyser med formål om større utslippsreduksjoner i Europa innen 2030:

- Det europeiske kvotemarkedet driver utviklingen og gir et sterkt signal om kostnaden ved klimagassutslipp.
- Diverse støtteordninger og andre nasjonale virkemidler sørger for videre utbygging av fornybar kraft og redusert termisk produksjon.

Scenarioene kan sees som ytterpunkter i valg av klimapolitiske virkemidler.

Vår analyse viser at det er mulig å oppnå utslippsreduksjoner enten CO₂-prisen er høy eller lav. Effekten på kraftmarkedet er imidlertid veldig forskjellig, noe utfallsrommet i Figur 3 viser. Et av de viktigste funnene er at det nordiske kraftmarkedet, og lønnsomheten til den norske kraftproduksjon, er svært følsomt for utformingen av den europeiske energi- og klimapolitikken. NVE har ikke vurdert kostnaden ved å redusere utslipp i de to scenarioene. Hensikten har vært å belyse effekter av disse ulike verdensbildene.