

Langsiktig markedsanalyse 2020-2050

Spørsmål og svar fra webinar, 26. okt 2020

"Hva er etter Statnetts vurdering de viktigste barrierene ift realisering av omleggingen av energisystemet?"

Det er mange barrierer, spesielt sett i lys av at det er så liten tid til 2050. Endringstakten vi har per nå er for lav. Det er enorme endringer som må til på plass i løpet av 30 år både på produksjons og forbrukssiden, samt når det gjelder lagring. Løsninger for å få dette til å henge sammen må også på plass. I sum involverer omleggingen så å si alle deler av økonomien. En forutsetning for at dette skjer er også at hele verden går langt i denne retningen.

Et par punkter som vi kan trekke frem er utbyggingstakten av sol- og vindkraft. En utbygging av flere hundre GW i havområdene rundt Nordsjøen og tilhørende nett kommer trolig til å bli krevende. En høy fornybarandel krever også mye ny fleksilitet. EU er allerede i gang med å lage mål og støtteordninger, men Europa har jo så vidt kommet i gang.

I Europa må det nok også gjøres mye på lavere nettnivåer ettersom utviklingen gir økt strømforbruk hos vanlige husholdninger. Dette er nok en mindre utfordring i Norge.

Generelt er jo endringene som må til i Norge langt mindre enn i de fleste andre land, da vi allerede i dag har en fornybarandel på rundt 65-70 prosent.

"Høyere CO2 avgifter forutsetter vel at vareimport må scores og avgiftsettes på samme kriterier? Ellers blir dette ikke gjennomførbart?"

Konkurransesevnen til europeisk industri og karbonlekkasje er et sentralt forhold som spiller inn på EUs klimapolitikk. EU åpnet i sommer for en konsultasjon angående EU border tax – en grenseskatt på enkelte importerte varer for CO2, for å hindre karbonlekkasje. Behovet for en grenseskatt på CO2 blir større dersom kvotemarkedet blir det viktigste virkemiddelet for å oppnå null utslipp. Dersom også andre virkemidler (subsidiar, reguleringer, påbud) bidrar sammen med CO2-prisen, kan CO2-prisen være på et mer moderat nivå, noe som reduserer risikoen for karbonlekkasje og demper behovet for en grenseskatt. Vi forutsetter at andre virkemidler supplerer kvotemarkedet som virkemiddel. Behovet for en grenseskatt reduseres også med mer bruk av CO2-prising i andre områder av verden. Vi tar ikke eksplisitt stilling til hva som for eksempel skjer i Kina og USA, men det kan godt hende vi får høyere CO2-priser også der.

"Hvor komfortable er dere med å ta ut den svenske kjernekraften? Det jobbes jo med å forlenge levetiden for flere av reaktorene. Politisk fungerer vel kjernekraften greit i Sverige, og økonomisk vil den vel også klare seg greit rundt 2040?"

Per nå ligger det an til at Sverige faser ut kjernekraften, men det er usikkerhet knyttet til tidspunktet. Vi legger til grunn i overkant av 20 TWh kjernekraft i Sverige i 2040. Det kan godt hende mer av kjernekraften beholdes lenger. Dette er derfor noe vi ser på der det er relevant – Basis er bare et utgangspunkt. Beholdes mer kjernekraft lenger vil det trolig føre til noe mindre utbygging av sol- og vindkraft. Det øker også sannsynligheten for mer forbruksvekst i Sverige, i tillegg til at nedgangen i svensk overskudd vi har i Basis fra 2030 til 2040 blir mindre.

"Hei! 1: Hva setter prisen i Norden i 2050? 2: Hva krever den uregulerte produksjonen av nettutviklingen i Norden? 3: Hva kommer det til å koste å balansere markedet med så mye mindre regulerbar kraft?"

Fram til nå har prisene i Norge vært satt av vannverdiene i vannkraft med magasin i de fleste timer. Disse vannverdiene blir igjen påvirket av hva prisene er i Europa, og været gjennom tilsiget til vannkraftsystemet. I tillegg er forbruket høyest i år med lite nedbør. Vi ser også at regulert vannkraft vil være på marginen i mange timer i 2040, og helt sikkert i 2050. Samtidig blir det flere timer der andre teknologier setter prisen. Når det er relativt høyt forbruk om vinteren kan prisene i Norge bli satt av kraftverk i utlandet. Dette er også tilfellet i dag, men vi forventer flere slike timer. Mot 2030 er dette primært gasskraftverk, men mot 2040 overtar blant annet hydrogenkraftverk denne rollen. I timer med høyt forbruk og lite vindkraft balanserer forbruksutkobling markedet. Denne utkoblingen finner sted både i Norge og alle andre land. Alternativet til forbruksutkobling er trolig å bygge ut flere kraftverk, men dette kan være dyrt siden de sjelden må tas i bruk. I Norge kan det bli investeringer i mer effekt i vannkraftverkene.

I den andre enden av skalaen av priskurven faller prisene i perioder med mye vind- og solkraft. Da kan prisen bli i Norge bli satt av forbruk med svært lav betalingsvillighet, produksjonsteknologier med lave marginalkostnader i utlandet eller gå helt til 0.

Utviklingen påvirker også vannverdiene til kraftverkene med magasin. Det betyr at vi får en prisvirkning også i de timer der regulert vannkraft fortsatt er på marginen.

Når det gjelder hva denne utviklingen krever av nettutvikling er det viktig å få frem at flere forhold spiller inn. For eksempel lokalisering av forbruk og produksjon og det faktum at mye av nettet er gammelt og etter hvert uansett må skiftes ut. Det må naturlig nok bygges en del nett for å knytte til ny produksjon, spesielt gjelder dette offshore. Når det gjelder det vi definerer som transmisjonsnettet i Norge blir trolig konsekvensene mindre.

Når det gjelder kostnadene med å balansere dette systemet gir vår analyse en del indikasjoner. Det at prisstrukturen øker tyder på at kostnadene i spotmarkedet øker. Dessuten øker kostnadene med å balansere markedet nærmere det vi kaller driftstimen. På den andre siden vil for eksempel batterier dempe dette markant. Nye markeds- og dataløsninger må også på plass.

Samtidig skyldes en del av økningen i prisvolatilitet i spotmarkedet at kraftverk som i dag ikke er lønnsomme legges ned. Derfor betyr ikke nødvendigvis økt prisvolatilitet økte kostnader for samfunnet. For Norge kan denne utviklingen i utlandet også bety en gevinst fordi det betyr at betalingsviljen for reguleringsevnen i vannkraftsystemet øker.

Samlet sett, særlig utenfor Norge trengs det slik vi skriver, mye ny fleksibilitet for å få realisert utviklingen vi legger til grunn. Det er her til dels nye teknologier og usikkert hvor effektive og billige disse blir. Hvis disse blir dyrere og mindre fleksible øker kostandene. Hvis dette skjer i svært liten grad kan det bety at man må se på andre løsninger for å kutte utslipp enn sol og vindkraft i større grad.

"Hvilken pris forutsetter dere på hydrogen produksjon/ ved hvilken kraftpris vil elektrolyseanlegg by inn med forbruk?"

Vi legger til grunn at ulike elektrolyseanlegg har ulike karakteristikk og derfor ulike produksjonsstrategier – som gir seg uttrykk i opp til hvilket nivå for kraftpris de ønsker å produsere. Vi modellerer derfor ett sett med ulike elektrolysører som produserer opp til en kraftpris på mellom 25 og ca 50 €/MWh. Det vil si at alle elektrolysørene byr inn forbruk i timer med kraftpris under 25 €/MWh, mens i timer utover i intervallet 25-50€/MWh vil stadig færre elektrolyseanlegg by inn sitt forbruk.

"Fint om H2-produksjon kan gjøres ved overproduksjon av vind, har dere sett på hvor mye dyrere det er å produsere variabelt ift baseload?"

Vi har gjort beregninger av kostnaden for hydrogenproduksjon forutsatt en flat leveranse av hydrogen. En produsent med en flat leveringsforpliktelse må eksempelvis velge mellom å produsere hydrogen jevnt gjennom hele året, eller å konsentrere produksjonen i timer med lavere priser og da øke elektrolysekapasiteten og investere i lager. *Gitt kraftprisen i Basis i 2040*, kan hydrogen produseres flatt gjennom året til en kostnad på 58 €/MWh H₂. Alternativt kan hydrogenprodusenten investere i mer elektrolysekapasitet og lager, og bedre utnytte de lave kraftprisene. I vårt regneeksempel, som forutsetter en enkel produksjonsstrategi som vurderer kraftprisen to uker frem i tid, optimerer bruken av lager i en saltgrube, og gitt forutsetningene under, reduseres da kostnadene for hydrogen til 44 €/MWh H₂. Beregningen tar utgangspunkt i BNEF sine anslag på kostnadene for elektrolysører og lagring.

Elektrolysør:	150	MW
Lagringskapasitet:	25000	MWh
Maks uttak:	100	MW
Maks injeksjon:	50	MW

"Vår hydrogen, har dere tatt med storskala hydrogen produksjon via naturgass med CCS ref langskip og hvordan stor eksport av h2 kan påvirker bruk av elektrolyse?"

Vi gjør ingen direkte antagelse om størrelsen på det samlede hydrogenmarkedet – og mengden produksjon av blått hydrogen. Vi antar kun at etterpørselen etter utslippsfritt hydrogen kommer til å bli betydelig og at grønt hydrogen vil dekke en stor del av den samlede etterspørselen. Generelt kan vi si at våre forutsetninger om produksjon av grønt hydrogen kommer som et resultat av behovet sett fra kraftsektoren, og i mindre grad i konkurranse med blått hydrogen. Prismessig ligger imidlertid grønt hydrogen relativt lavt og vil dermed være konkurransedyktig med hydrogen fra naturgass med CCS.

"Hva har dere antatt om relativ fordeling av ubalanse dekket av batteri vs hydrogen-kraftverk?"

Batterier og fleksibilitet knyttet for eksempel til ladning av elbiler vil være helt sentralt for å utjevne bidraget fra solkraft og endringer i vindkraft. Likevel ser vi at variasjonen i energibidraget fra vindkraften mellom dager og uker blir så enormt at slik type lagring ikke vil være tilstrekkelig. I perioder der det er lite bidrag fra vindkraften om vinteren mange dager på rad trengs det derfor fortsatt vanlige kraftverk. Etter hvert som både kull, kjernekraft og gasskraftverk legges ned overtar hydrogenkraftverk denne rollen.

I motsatt fall klarer ikke batterier å lagre all strømmen i perioder med mye vindkraft. Da antar vi at spesielt fabrikk som produserer hydrogen via elektrolyse starter opp/produserer mer. I vår analyse kan man si at batterier og hydrogen utfyller hverandre. Likevel, hvis batteriteknologien blir enda bedre og

kan lagre enda mer enn det vi forutsetter, dempes lønnsomheten av produksjon og forbruk (gjennom kraftverk) av hydrogen i kraftmarkedet.

"Har dere tenkt på biogass, som i RED II kan være netto negativ på utslipp ("klimapositiv") og brukes til både transport og kraft/varme? Dette kan påvirke behov for el til transport, behov for hydrogen, og hastighet i å nå netto null i 2050."

I vår overordnede vurdering av energiforbruket i det europeiske energisystemet har vi lagt til grunn at forbruket av biomasse og biofuels holder seg på dagens nivå frem mot 2050. Dette fordi ressursgrunnlaget til bioenergi (bimass, biofuels, biogass) er usikkert. Vi legger til grunn noe bruk av biogass i kraftsystemet i toppplastverk, men energimengdene er relativt små.

Det kan sikkert bli mer innslag av bio, for eksempel hvis det kommer gjennombrudd ved produksjon i havet, men vi tror ikke dette vil endre hovedbildet i vår analyse i særlig grad.

"Er det noen planer om å forsterke nettet mellom nord og sør i Norge? Hva må eventuelt skje for at dette skal bli aktuelt?"

Ja det er konkrete planer om dette. Under lister vi opp 4 forsterkninger som øker kapasiteten på delstrekninger fra sør til nord som vi legger til grunn i vår Basis. Akkurat når forsterkningene kommer på plass er usikkert.

- Oppgradering av Sogndal-Aurland til 420 (til 2025). Er i dag en ledning internt i NO5 men vil i praksis øke kapasiteten mellom NO3 og NO5, og gi mindre behov for spesialregulering.
- Temperaturoppgradering av nettet mellom Lillehammer og Oslo. Øker ikke kapasiteten mellom dagens elspotområder men reduserer behovet for spesialregulering internt i NO1. Gjør også at det kan bygges ut mer produksjon i Innlandet. Gir lavere overføringstap.
- Oppgradering Sogndal-Modalen til 420 (til 2030). Øker kapasiteten ytterligere mellom NO3 og NO5
- Kabel over Trondheimsfjorden og spenningsoppgradering mellom Surna-Viklandet. Øker overføringskapasiteten gjennom Midt-Norge og reduserer blant annet kostnader forbundet med spesialregulering. De største samfunnsøkonomiske verdiene kan likevel være knyttet til at disse prosjektene reduserer overføringstapet vesentlig.

For å få mer kapasitet hele veien fra NO4 til NO1 må vi også oppgradere nettet i Gudbrandsdalen (NO3-NO1) og mellom Namsos og Røssåga (NO4-NO3). Disse oppgraderingene kommer på sikt, men trolig ikke før 2030. Vi har ikke lagt disse forsterkningene inn i vår Basis. En av grunnene til det er nettopp at vi bruker disse datasettene for å regne på nytten av disse forsterkningene. I den offentlige analysen "analyse av transportkanaler" diskuterte vi lønnsomheten av disse forsterkningene. Denne analysen har vi tenkt til å oppdatere

"Hva har dere antatt i batterikostnader på utility storage nivå frem i tid?"

Vi legger til grunn forutsetningene til BNEF om batterikostnader. BNEF venter at kostnadene for et storskala batterisystem 20 MW/80 MWh faller fra dagens kostnad på rundt 320€/MWh, til rundt 170 €/MWh i 2030 og deretter mot 140 €/MWh i 2050.

"Hvor mye mer overføringskapasitet ligger bak større prislikhet Norge/Tyskland per 2040?"

I vår analyse øker prisforskjellene time for time til Tyskland og Storbritannia til tross for at Nordlink og NSL reduserer disse isolert sett. Grunnen til at prisforskjellene i Basis likevel øker er først og fremst en konsekvens av at prisvariasjonen i disse landene øker mye, med innslag av både flere høye og lave priser. Fra 2030 til 2040 holder prisforskjellene seg time for time mot kontinentet og UK rimelig konstant. Hvor store prisforskjellene blir avhenger av flere usikre faktorer. I våre alternative prisbaner for europeiske priser øker prisforskjellene mer enn i Basis i Høy, og mindre enn i Basis i Lav. Vi har samme kapasitet mellom Norge og Tyskland/UK hele veien, altså 1400 MW til begge land.

"Hva betyr de norske prisanslagene for etterspørsel i kraftforedlende industri - konkurrerer globalt?"

Det er svært vanskelig å si noe om siden vi ikke modeller hele det internasjonale energisystemet. Her spiller en mengde faktorer inn. Om det blir mer gunstig å etablere industri som krever mye kraft i Norge er vanskelig å si noe. Vi ser likevel nå en økende interesse for å etablere mer industri i Norge. Dette henger blant annet sammen med at vi har relativt billige fornybare ressurser, et fleksibelt vannkraftsystem og allerede en høy fornybarandel i kraft- og energisystemet. Dette er et godt utgangspunkt. I fremtiden vil den globale konkurransen i større grad stå mellom områder med gode sol og vindforhold. Men her spiller flere forhold inn, for eksempel knyttet til hvor mye bedre teknologiene som trengs for å utnytte disse kildene effektivt blir.

"Hvorfor simulerer dere ikke elvekraftverk med batteri eller lagring?"

I våre simuleringer spiller det liten rolle hvor vi legger inn mer batteri eller andre former for lagring. Om dette kommer i elvekraftverk, i forbindelse med elbiler eller frittstående batterier spiller liten rolle for resultatet. Det er riktig at vi er forsiktig med å legge inn slik type fleksilitet i det norske og nordiske markedet. Grunnen til det er at våre simuleringer overdriver fleksibiliteten i vannkraftsystemet, slik at vi har for lite prisstruktur i modellen sammenlignet med hva vi ser i virkeligheten. Det er også noen modellutfordringer som vi jobber med å løse. Det betyr ikke at vi ikke tror det kommer mer batterier også i Norden.

Samtidig vil for eksempel lønnsomheten av batterier i Norge i våre simuleringer vil være ganske liten. Det vil også i liten grad øke verdien av for eksempel elvekraftverk. For å få løftet prisene i periodene disse produserer mest må man kunne flytte mye energi fra sommer til vinter. Her er trolig batterier lite egnet. Et mer aktuelt bidrag kan være industri som forbruker mer i sommerhalvåret, eller pumping mellom ulike magasin. Mer industri som forbruker jevnt vil også i seg selv trekke opp prisnivået gjennom hele året.

"Hva slags tilgjengelighet opererer dere med i transmisjonsnettene internt i Norden? Har dere evt gjort kjøring mer ulike antakelser her?"

Internt i Norge simulerer vi med full tilgjengelighet av nettet. Vår modell inneholder en fysisk representasjon av nettet (i Norge og Sverige) inkludert de viktigste begrensingene. Overordnet gir dette, sammen med flytbasert, men også noen nettførsterkninger (nevnt over), ofte minst lik høy kapasitet som dagens NTCer på Nordpool ville gjort i en ren markedsmodell. Men dette vil variere noe.

Når det gjelder ut av Norge har vi noe lavere tilgjengelighet mellom NO1 og Sverige, mellom Norge og Nederland og mellom NO2 og Danmark. Mot Danmark tar vi ut 600 MW kapasitet til 2030. Bakgrunnen er at SK1 og SK2 går ut på levetid. Det er her viktig å si at det er stor sannsynlighet for at kapasiteten mot

Danmark er like stor eller høyere på sikt. Det kan enten skje ved at levetiden forlenges eller at det gjøres nye investeringer.

I resten av Norden er det noe redusert tilgjengelighet mellom Sverige og Finland, og også fra disse landene til kontinentet og Baltikum. Når det gjelder Danmark øker kapasiteten så mye fra kontinentet og UK at landet i de fleste timer har lik pris som Tyskland

"Analyserer dere kapasitetsfaktor for alle nettinvesteringer i lys av etterspørsel og tilbudside. Sikre optimale utnyttelsesgrad av investeringer for eksisterende nett før nye investeringer?"

Ja vi ser nytten av å redusere en flaskehals opp mot kostnadene med dette. Det er også flere nyttevirksomheter, som for eksempel reduserte tap. Vi ser dette opp mot flere baner for forbruk og produksjon i Norge. Vi prøver også å vise hvilke forhold som påvirker nytten mest. Dette kan også inkludere utviklingen i det europeiske markedet og i resten av Norden.

Statnett er svært opptatt av å sikre god utnyttelse av nettet vi har.