

Til:	Vestland fylkeskommune/ Frank Dahl
Fra:	THEMA Consulting Group AS
Dato:	08.05.2020
Referanse:	Vurderinger knyttet til salg av Valen Kraftverk AS under dagens markedsforhold

Vurderinger knyttet til salg av Valen Kraftverk AS under dagens markedsforhold

Innledning

THEMA Consulting Group har fått i oppdrag å vurdere ulike sider ved salg av Valen Kraftverk AS under dagens markedsforhold. Bakgrunnen for oppdraget er at fylkestinget ønsker å vurdere framtidig eierskap i Valen Kraftverk AS. THEMA har fått i oppdrag å vurdere hva som er en fornuftig tilnærming til å vurdere tidspunkt for salg av Valen Kraftverk AS i lys av kraftpris- og koronasituasjonen. Det vil si både våre erfaringer knyttet til koronasituasjonen innvirkning på rådende investeringsvilje i kraftsektoren og våre synspunkter på kraftprisutviklingens innvirkning på betalingsvilje for selskapet.

Valen Kraftverk AS eies 100 prosent av Vestland Fylkeskommune (VFK) og driftes i dag etter avtale med Kvinnherad Energi AS (KE). Valen Kraftverk ble totalrenovert i 2008 og er pr. i dag selskapets eneste operative kraftverk. Normalårsproduksjon er på 19,3 GWh og installert kapasitet er på 3,8 MW. Valen Kraftverk AS eier også rettighetene til Valedalen kraftverk. Kraftverket er ikke bygget, men har mottatt konsesjon og har en forventet normalårsproduksjon på 5,5 GWh. Valen Kraftverk AS har også rettigheter knyttet til fall i Handelandselva, men eventuelle prosjekter her er foreløpig ikke utredet. Valen kraftverk er unntatt fra grunnrentebeskatning fordi generatorer i kraftverket har en samlet påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA og kraftverket er fritt omsettelig.

THEMAs vurderinger og anbefalinger

Koronakrisen og kraftmarkedssituasjon: Basert på våre vurderinger og innspill fra investorer i kraftbransjen så er det fortsatt investeringsvilje for å kjøpe vannkraftverk.

Det er to sentrale forhold som virker mot hverandre når det gjelder koronakrisens innvirkning på betalingsvillighet for kraftverk. På den ene siden har kraftprisforventningene forandret seg den siste tiden for noen investorer og usikkerheten har generelt økt som følge av koronasituasjonen. Kraftprisforventninger for investorer bygger på vurderinger fra ulike analysemiljøer der noen miljøer forventer lavere kraftprisinivå på sikt. Dagens lave kraftprissituasjon vil stabilisere seg, men langsiktig kraftprisforventning er justert noe ned.

På den annen side er også rentene lave som følge av koronakrisen og tidligere perioder med lave rentenivåer har ført til økt investeringsvilje i kraftproduksjon. De siste årene har lavere kraftprisforventninger blitt oppveid av lavere avkastningskrav hos investorer. Lave avkastningskrav har blitt drevet av lave rentenivåer kombinert med økt interesse fra internasjonale investorer.

De lave kraftprisene og den økte usikkerheten som følge av koronakrisen kan virke i retning av en lavere forventet salgpris, mens lave rentenivåer kan virke i retning av økt investeringsvilje for kraftproduksjon. Mulighetene er derfor til stede for at man kan oppnå salg til en rimelig pris også under rådende markedsforhold. Det er vanskelig å treffe et perfekt salgstidspunkt for langsiktig infrastruktur og over tid vil forventninger til sentrale verdiparametere som kraftpris og rentenivåer utjevne hverandre til en viss grad. I tillegg vil alternativ verdi av salgssummen være ulik under forskjellige salgstidspunkt.

Det har nylig blitt gjennomført transaksjoner i kraftbransjen, både i småkraft (OBOS Energi) og kraftproduksjon som del av en større portefølje (NEAS). Begge prosessene var påbegynt før koronatiltakene ble iverksatt i Norge, men at transaksjonene ble gjennomført til akseptabel prising viser en robusthet ved transaksjoner i langsiktig kraftproduksjon.

Pågående prosess for Valedalen kraftverk: Usikkerheten som knytter seg til Valedalen kraftverk dreier denne seg om pågående diskusjoner med grunneiere om fallrettigheter samt den generelle risikoen som må knyttes til kraftverk som enda ikke er satt i drift. Det sentrale spørsmålet knyttet til denne eiendelen er hvorvidt det vil være en forskjell i hvordan VFK/KE og mulige kjøpere vurderer denne usikkerheten som følge av at VFK sitter på bedre informasjon enn kjøperne. En slik situasjon kan i så fall håndteres gjennom en robust salgsprosess, der kjøperne får tilgang til all nødvendig informasjon.

Mulige tilnærminger til salgsprosessen: Vi vil trekke frem tre mulige tilnærminger for prosessen videre:

- 1) Gjennomføre en salgsprosess der selskapet selges til mest egnede budgiver basert på pris og eventuelle andre hensyn.
- 2) Gjennomføre en innhenting av indikative bud på selskapet fra aktuelle interessenter. Deretter:
 - a. Hvis indikative bud ikke er på et tilstrekkelig nivå basert på forventningene til fylkeskommunen utsettes prosessen. Fylkeskommunen er ikke forpliktet til å selge selv om en slik innhenting av bud gjennomføres.
 - b. Hvis indikative bud tyder på at det kan oppnås en akseptabel salgpris kan man gå i videre forhandlinger med aktuelle kjøpere.
- 3) Avvente salgsprosess til situasjonen har normalisert seg.

THEMAs vurderinger og anbefalinger: Vi mener at verdien for fylkeskommunen av at kapitalverdiene i selskapet frigjøres tidlig har betydning for hvilken variant som bør gjennomføres. Vi gir derfor to anbefalinger:

- Dersom det medfører ingen eller en begrenset ulempe for VFK å avvente med salg, taler det i retning av å vente til situasjonen rundt Valedalen kraftverk er avklart og de økonomiske forholdene er mer normalisert (variant 3).
- Dersom det har en verdi for VFK å få frigjort kapitalmidler i løpet av kort til mellomlang sikt, så kan det være verdt å gjennomføre en innhenting av indikative bud (variant 2). Dette er en relativt lite ressurskrevende prosess hvor VFK har mulighet til å vurdere om man ønsker å gå videre med en full salgsprosess basert på de indikative budene som mottas.

Om verdsettelse av anlegg for vannkraftproduksjon

Potensielle kjøpere og investorer legger til grunn en kontantstrømmodell hvor forskjellige typer salgsinntekter, driftskostnader, investeringer og skatter framskrives over en viss periode, og hvor det deretter legges inn en terminalverdi. Kontantstrømsmodellene håndterer forskjellige prisbaner, korreksjoner for kraftkontrakter, konsesjonskraft, ulike normrenter i skattesystemet, etc. Deretter beregnes kontantstrømmer til totalkapitalen som så neddiskonteres med et totalavkastningskrav. Det mest avgjørende punktet i en slik tilnærming er selvsagt hvilke forutsetninger som ligger til grunn for framtidige prisbaner og totalavkastningskrav.

Fylkeskommuner og kommuner som har solgt aksjer i kraftselskaper, har i noen tilfeller gjort det av prinsipielle vurderinger av hva som bør være offentlige oppgaver, men også ut fra en finansiell vurdering av risikoen i kraftsektoren i forhold til forventet avkastning og et ønske om å diversifisere kommunens portefølje. Eierskap i vannkraftverk vil være preget av svingninger i kraftpris og dermed betydelig endring i utbyttekapasitet i ulike år. Ved realisering av kraftverket vil forventning om all fremtidig avkastning (herunder utbytte) være priset inn i salgssummen. Økt usikkerhet fører til økt risikopremie/markedspremie for investorene.

1 242 av Norges 1 580 vannkraftverk er såkalte småkraftverk (med en merkeytelse under 10 MVA). Småkraftverkene er underlagt et annet skattemessig og regulatorisk rammeverk enn de store

kraftverkene. Blant annet kan de eies i sin helhet av ikke-offentlige eiere. Både Valen og Valedalen kraftverk er kategorisert som småkraftverk.

De siste fem årene har vi observert en økende interesse for småkraftverk fra utenlandske investorer, noe som har hatt en positiv effekt på forventet realisert salgsværdi innen dette segmentet. Samlet står småkraftverkene for om lag 7 prosent av samlet norsk kraftproduksjon, tilsvarende om lag 10 TWh, og det utenlandske eierskapet er på om lag 1,5-2 TWh, med en markedsverdi på mellom 7-9 milliarder kroner.

Våre erfaringer knyttet til koronakrisens innvirkning på rådende investeringsvilje i kraftsektoren

Investeringer i kraftproduksjon er preget av langsiktighet og langsiktige forventninger til ulike markedsstørrelser. Vi har over en lengre periode observert en fallende trend i faktiske internasjonale realrenter som har ført til blant annet lavere avkastningskrav til investeringer i infrastruktur, herunder kraftproduksjon. Koronasituasjonen forsterker situasjonen med ytterligere midlertidige lave rentenivåer, men økt usikkerhet for investorene. Økt usikkerhet fører til økt risikopremie/markedspremie for investorene.

Vår løpende dialog med ulike norske og internasjonale investorer i kraftsektoren understreker at det fortsatt er investeringsvilje under dagens markedsforhold. Situasjonen preges i større grad av usikkerhet knyttet til kraftprisforventninger enn koronasituasjonen. Dagens kraftprissituasjon skyldes ikke i hovedsak Covid-19-utbruddet, men er drevet av lave brenselpriser, et betydelig hydrologisk overskudd og lav etterspørsel som følge av en mild vinter.

OBOS har gjennomført salget av OBOS Energi til det sveitsiske selskapet Fontavis i slutten av april 2020. OBOS Energi har en portefølje med ti kraftverk i drift, seks kraftverk under bygging og en betydelig prosjektportefølje. Ved utgangen av året var aksjene i OBOS Energi bokført til 606,5 millioner kroner. Det er Fontavis som kjøper OBOS Energi. OBOS opplyser ikke om noen salgssum, men skriver i en børsmelding at det er en lønnsom transaksjon.

Trønderenergi selger sin eierandel på 49 prosent i NEAS (tidligere Nordmøre energiverk) for 660 millioner kroner der transaksjonen ferdigstilles til sommeren 2020. KLP og NEAS kjøper aksjene. Transaksjonene innebærer en regnskapsmessig gevinst på 300 millioner kroner for Trønderenergi. NEAS eier og drifter fire kraftverk som årlig produserer 182 GWh kraft, i tillegg til annen virksomhet.

Våre synspunkter på krisens innvirkning på kraftmarkedet og -priser

Kraftprisene gikk ned i 2019 på grunn av et fall i kull- og naturgassprisene og en varm, våt og vindfull avslutning på året. Det varme, våte og vindfulle været fortsatte inn i 2020, noe som resulterte i et drastisk fall i kraftprisene, med gjennomsnittpris i januar på 24 EUR/MWh og priser på 10 EUR/MWh på enkeltdager i februar. Magasinfyllingen i Norge har et høyere nivå enn vanlig. Det er store mengder snø i fjellet. NVE opererer med et anslag på 86 TWh som er 30 TWh mer enn normalt. Dette skal ned i magasinene når snøsmeltingen for alvor starter, slik at det vil være et prispress gjennom hele sommeren og også utover høsten 2020.

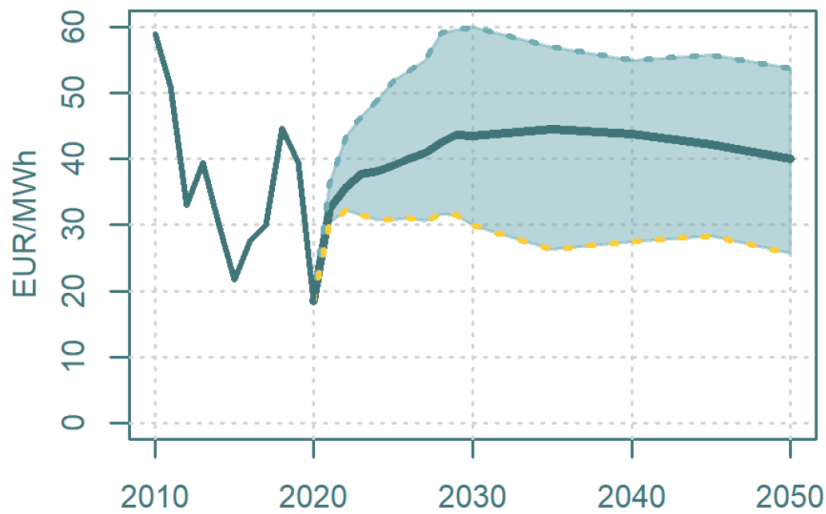
Når den hydrologiske situasjonen normaliserer seg, forventer vi at nordiske priser nærmer seg europeiske priser og gassens kortsiktige marginale kostnader (SRMC), mens på lang sikt vil de utjevnedede elektrisitetskostnadene (LCoE) av vindinvesteringer sette et mykt tak på kraftprisene. Naturgassprisen er også lav og den lave gassprisen er et resultat av mye LNG-utbygging som gir mye billig gass inn i markedet. Samtidig med det lave gassforbruket som følge av høye temperaturer i Europa også har redusert behovet for gass denne vinteren.

Fremover vil en eventuell resesjon som følge av koronakrisen med tilhørende lavere økonomisk aktivitet gi en svak etterspørselsside som påvirker priser for olje, kull og gass, noe som igjen påvirker europeiske og norske kraftpriser.

Figur 1 viser THEMAs forventning til langsiktig kraftpris der vi forventer en normalisering av kraftprisen og gradvis stigning mot 2030, men noe fallende trend på sikt. En vedvarende økonomisk resesjon kan dempe forventet prisstigning mot 2030. Vi forventer at kraftprisen (spot) i NO5, der Valen kraftverk er lokalisert, vil være noen prosent høyere enn den nordiske systemprisen på

årsbasis. Prisforventningen i N05 i 2030 er 45,1 EUR/MWh reelt sammenlignet med 43,5 EUR/MWh for systemprisen.

Figur 1: Kraftprisscenarioer nordiske system prisen, reelle 2020-verdier



I vårt Best Guess-scenario fører en innstramning i de EU-omfattende klimamålene i tråd med European Green Deal til en økning i den nordiske systemprisen som vist i figuren frem mot 2030. Vi venter en økning i andel av fornybare energikilder, drevet av en blanding av subsidier og markedsdrevne investeringer, i tråd med dagens utvikling. Kvoteprisen på CO₂ vil øke på lang sikt når taket i EUs kvotehandelsordning (EU ETS) senkes. Naturgassprisene øker også på lang sikt fra dagens lave nivåer. Etterspørselen etter elektrisitet øker moderat på grunn av elektrifisering av transport-, industri- og oppvarmingssektorene.