

MVF Heisel VM og regulering av elvestrengen nedstrøms Byglandsfjorden

Kraftstasjonene i nedre del av Otravassdraget nedstrøms Byglandsfjorden utgjør en betydelig del av Å Energi sin produksjonsportefølje med en samlet installert effekt på over 250 MW og en årlig kraftproduksjon på nær 1,6 TWh. Utviklingen de siste årene har gått i retning av høyere krav til vannføring på lakseførende strekning og mindre muligheter til å regulere produksjonen i takt med etterspørselen etter regulerbar kraft.

Vi har opplevd en betydelig endring i prisdynamikken i kraftmarkedet de siste tre årene. Flere kabler mellom Norden og Europa samt omlegging til fornybar energi har gitt økt volatilitet i kraftprisen. Sør-Vestlandet har to store kabler på 1400 MW direkte til Tyskland og England fra hhv. Tonstad og Suldal. Erfaringen så langt viser at vi stor grad har fått et prisbilde i NO2 som er påvirket av svingningene i det tyske kraftmarkedet. I tillegg har krigen i Ukraina påvirket gasstilgangen, og det generelle prisnivået har blitt betydelig høyere.

oppdatert 06.09.2023	Historikk - volatilitet		Analyse - juni 2021 Pris-simulering
	2006-2019	2021-2023 (hiå)	
Endring fra time til time	2,3 %	5,5 %	3,4 %
Maksimum-Minimum (døgn)	22,2 %	50,3 %	42,3 %
Dag til dag (døgnsnitt)	4,7 %	13,8 %	16,4 %
Uke til uke (ukesnitt)	7,7 %	17,3 %	14,4 %
Snittpris NO2 (€/MWh)	35,3	124,3	38,3

Tabellen over er oppdatert med timespriser for prisområde NO2 fra og med 1.januar 2006 til og med 6.september i 2023 og viser gjennomsnittlig variasjon på utvalgte nøkkelindikatorer for de aktuelle periodene (året 2020 er utelatt pga. nullpriser store deler av året). Tallene taler for seg. Volatiliteten har økt kraftig på alle indikatorer samtidig som prisnivået har tatt av de siste tre årene sammenlignet med årene 2006-2019.

Helt til høyre i tabellen vises karakteristikken på prisprognosen som ble brukt i en analyse (juni 2021) av verdipotensialet ved effektregulering i Nedre Otra. Prisprognosen består av 58 ulike prisbaner over året som hver for seg har ulik prisvariasjon innad i hver enkelt uke gjennom året. Prisenivået over året er omtrent på nivå med gjennomsnittet av perioden 2006-2019, mens volatiliteten er relativt lik det vi har observert de siste tre årene. Dette er dermed en god prisprognose til å avdekke verdipotensialet i prosent av total inntekt ved effektkjøring kontra et stabilt driftsmønster. Så vil det selvsagt være slik at dess høyere det generelle prisnivået er, dess mer verdifullt vil det være å utnytte prissvingningene.

Volatiliteten uttrykker viktigheten av regulerbar produksjon. Høy volatilitet øker verdien av fleksibel vannkraft. I de aller fleste magasinverkene utnyttes fleksibiliteten til fulle i dag, og det er ikke stort mer å hente. Det må enten bygges nytt, eller så må man frigjøre potensialet i elvestrengene i større grad. I Nedre Otra har vi tidligere avdekket et stort uforløst effektpotensial som kan være et godt alternativ til å bygge nytt, f.eks. pumpekraftverk.

Det bør jobbes aktivt for å legge til rette for at Nedre Otra i langt større grad enn i dag skal kunne regulere vannføringen etter hvor stort behov det er for kraft i markedet. Før nye effektprosjekter realiseres bør en på generelt grunnlag vurdere muligheten for å ta ut verdiskapingspotensialet som ligger i fleksibiliteten og lagringsevnen til eksisterende anlegg. Nedre Otra med sine 250 MW kan utgjøre et viktig bidrag til samfunnets behov for effekt.

Simuleringer – analyse juni 2021:

Simuleringer i optimeringsmodellen ProdRisk viste at verdien av kraftstasjonene i Nedre Otra blir redusert med 6,8 % dersom vi pålegges å holde en stabil vannføring gjennom uka kontra et driftsmønster hvor vi står fritt til å regulere vannføringen innad i døgnet. MVF-kravet ved Heisel VM er satt til 50 m³/s hele året.

Modellen kjører rått på prissvingningene og tar ikke hensyn til andre miljøfaktorer. Det ville nok blitt et svært langt lerret å bleke om vi skulle sette et slikt kjøremønster ut i praksis. Gitt aktuell volatilitet i den valgte prisprognosen, blir tallet 6,8 % dermed et teoretisk tak på verdipotensialet ved å kjøre Nedre Otra etter pris med et MVF-krav på 50 m³/s hele året.

Dersom det legges press på kravet til minstevannføring, og kravet f.eks. løftes til 70 m³/s hele året, tar vi bort ytterligere 1,4 % av verdipotensialet, og samlet modellkostnad blir da på 8,2 %, mens et krav på 90 m³/s hele året vil redusere verdien av produksjonen i Otra med 3,5 %, samlet 10,3 %. Et strengere MVF-krav inkluderer både et verditap i form av mindre døgnreguleringer, men også kostnaden ved å omfordele regulerbar produksjon i Øvre Otra til andre tider av året hvor samfunnet har mindre behov for krafta.

Simuleringene viser at nivået på MVF ved Heisel VM og restriksjoner på vannføringsvariasjoner i elva er kostbare inngrep i vannkraften. Et verditap på 1 % på et prisnivå på f.eks. 75 €/MWh, gir et kronetap på over 13 mill.kr/år med dagens kurs gitt en årsproduksjon på 1,6 TWh. Da forstår vi at kostnaden, både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk, kan bli svært høy dersom vi beveger oss mellom et fritt driftsmønster med MVF på 50 m³/s kontra et stabilt driftsmønster med høyere krav til minstevannføring.

Rysstad 15.10.2023