

Potensial for opprusting og utvidelse av vannkraft med miljødesign

PotOUT

Ingrid Vilberg, Leif Lia, Tonje Aronsen, Marie-Pierre Gosselin, Atle Harby, Michael Belsnes



HydroCen

Forskningen i HydroCen (Norwegian Research Centre for Hydropower Technology) skal bidra til å styrke Norges posisjon som en ledende vannkraftnasjon og sikre at norsk vannkraftsektor kan utnytte mulighetene i fremtidens fornybare energisystem. HydroCen har definert fire forskningsområder:

Vannkraftkonstruksjoner
Turbin og generatorer
Marked og tjenester
Miljødesign

NTNU er vertsinstitusjon og hovedforskningspartner i HydroCen sammen med SINTEF Energi og Norsk institutt for naturforskning (NINA).

HydroCen har rundt 50 nasjonale og internasjonale partnere fra forskning, industri og forvaltning. HydroCen er et av sentrene i Forskningsrådets ordning med forskningssentre for miljøvennlig energi (FME).

Potensial for opprusting og utvidelse av vannkraft med miljødesign

PotOUT - Prosjektrapport

Ingrid Vilberg

Leif Lia

Tonje Aronsen

Marie-Pierre Gosselin

Atle Harby

Michael Belsnes

Vilberg, I., Lia, L., Aronsen, T., Gosselin, M-P., Harby, A., Belsnes, M., 2023. Potensial for opprusting og utvidelse av vannkraft med miljødesign – PotOUT. Prosjektrapport. HydroCen Report 35. Norwegian Research Centre for Hydropower Technology.

Trondheim, juni 2023

ISSN: 2535-5392 (digital publikasjon, Pdf)

ISBN: 978-82-93602-36-1

© Norwegian Research Centre for Hydropower Technology (HydroCen) 2023

Publikasjonen kan siteres fritt med kildeangivelse.

KVALITETSSIKRET AV
Ole Gunnar Dahlhaug

FORSIDEBILDE
Nedre Røssåga kraftstasjon. Foto: Statkraft.

NØKKELOD
Vannkraft, opprusting og utvidelse, effektutvidelser, miljødesign

KONTAKTOPPLYSNINGER

HydroCen
Vannkraftlaboratoriet, NTNU
Alfred Getz vei 4
Gløshaugen,
Trondheim

www.HydroCen.no

Sammendrag

Vilberg, I., Lia, L., Aronsen, T., Gosselin, M-P., Harby, A., Belsnes, M., 2023. Potensial for opprusting og utvidelse av vannkraft med miljødesign – PotOUT. Prosjektrapport. HydroCen Report 35. Norwegian Research Centre for Hydropower Technology.

PotOUT har vært et tverrfaglig forskningsprosjekt i HydroCen med målsetning om å se på muligheter for opprusting og utvidelse av norsk vannkraft med miljødesign. Prosjektet ble startet gjennom HydroCen OpenCalls i 2021. Prosjektet har inkludert informasjonsinnhenting, analyser og vurderinger basert på eksisterende kilder, samt arbeidsmøter og diskusjoner i et utstrakt samarbeid mellom forskergruppa i HydroCen og representanter fra kraftselskaper. Tre ulike vassdrag har blitt analysert i samarbeid med kraftselskapene, og denne sluttrapporten er en oppsummering av erfaringer, muligheter og utfordringer for opprusting og utvidelse (O/U) av vannkraft med miljødesign i de ulike vassdragene. Dagens installasjoner, fremtidige planer og muligheter, eventuelle flaskehalsar i produksjonen, miljøutfordringer og miljøtiltak, og eventuelle nye restriksjoner og muligheter i forbindelse med vilkårsrevisjoner har blitt vurdert for å identifisere potensial for O/U i vassdragene. Avhengig av omfanget av en nødvendig oppgradering av kraftverkene, kan det utløse flere lønnsomme O/U-muligheter.

For å vurdere O/U-mulighetene ble det tatt utgangspunkt i eksisterende vannkraftsystem. Målsetningen var å identifisere muligheter for å gjøre kraftverksystemet mer fleksibelt, utnytte eksisterende og økt tilgjengelig bedre og ikke minst muligheter for etablering av pumpekraftverk og effektutvidelser samtidig som miljøforholdene forbedres. Pumpekraftverk kan bygges mellom to eksisterende magasin for å øke fleksibiliteten i vanddisponeringen. Effektutvidelser i eksisterende kraftverk vil kunne bygges i parallell og tillate drift i anleggsfasen. Effektkraftverk vil ikke bidra i så stor grad til økt produsert energi, men vil kunne levere mye effekt i kortere tidsrom. På grunn av stor variasjon i driftsvannføring for effektkraftverk er det av miljøhensyn ønskelig at disse har utløp til magasin, stor innsjø eller fjord.

De viktigste barrierene for realisering av flere O/U-prosjekt er markedsutsikter, rammebetingelser og samfunnsaksept. Dersom det er et mål at flere O/U-prosjekt skal realiseres i fremtiden, bør det fra myndighetenes side legges til rette for forutsigbarhet i rammevilkår som påvirker O/U, å prioritere konsekvenssoknader for prosjekt med magasinkapasitet og regulerbarhet, samt å fjerne skattemessige hinder for ombygging og utvidelse av kraftverk.

PotOUT-prosjektet har vist at det er stort potensial for effektutvidelser i allerede utbygde vassdrag. Med miljødesign vil slike prosjekt kunne realiseres med akseptable miljøkonsekvenser og i noen tilfeller forbedrede miljøforhold i forhold til dagens tilstand.

Forfattere av denne rapporten er:

Ingrid Vilberg, ingrid.vilberg@sintef.no

Leif Lia, leif.lia@ntnu.no

Tonje Aronsen, tonje.aronsen@nina.no

Marie-Pierre Gosselin, marie-pierre.gosselin@nina.no

Atle Harby, atle.harby@sintef.no

Michael Belsnes, michael.belsnes@sintef.no

Abstract

Vilberg, I., Lia, L., Aronsen, T., Gosselin, M-P., Harby, A., Belsnes, M., 2023. Potensial for opprusting og utvidelse av vannkraft med miljødesign – PotOUT. Prosjektrapport. HydroCen Report 35. Norwegian Research Centre for Hydropower Technology.

PotOUT has been an interdisciplinary research project in research centre HydroCen with the objective of looking at opportunities for upgrading and extension of Norwegian hydropower with environmental design. The project was realized through HydroCen OpenCalls in 2021. The project included collation of information and analysis based on existing available information, in addition to meetings and extensive collaboration between the research group in HydroCen and representatives from power companies. Three different hydropower schemes have been analyzed in collaboration with the power companies, and this final report is a summary of experiences, opportunities and challenges for upgrading and extension of hydropower in the various power schemes. The current installations, future plans and possibilities, any bottlenecks in production, environmental challenges and implemented environmental measures, and any new restrictions and possibilities in connection with revision of terms have been evaluated to identify the potential for upgrading and extensions in each power scheme. Depending on the extent of a necessary upgrade of a power plant, it may trigger several profitable upgrading and extension opportunities.

To assess the upgrading and extension possibilities, the existing system was taken as a starting point. The main goal was to identify opportunities to increase the system flexibility, utilize existing and increased inflows, and find opportunities for pumped storage plants and power extensions while improving environmental conditions. Pumped storage plants can be built between two existing reservoirs to increase flexibility in water allocation. Power extensions in existing power plants can be built in parallel and allow operation during the construction phase. Power extensions will not contribute considerably to increased energy production but will be able to deliver large amounts of power in a shorter period. Due to large variations in downstream flow for hydro peaking operations, the power plants should for environmental reasons have an outlet to a reservoir, large lake or fjord.

The main barriers for realization of further upgrading and extension projects are market prospects, financial conditions and societal acceptance. If the goal is to realize more upgrading and extension projects in the future, the authorities should facilitate predictability in financial conditions that affect upgrading and extension projects, prioritize license applications for projects with reservoir capacity and flexibility, as well as remove financial obstacles for rebuilding and extensions of power plants.

The PotOUT project has shown that there is great potential for power extensions in already developed hydropower schemes. With environmental design, such projects can be realized with acceptable environmental consequences and in some cases improved environmental conditions compared to the current state.

The authors of this report are:

Ingrid Vilberg, SINTEF Energi, ingrid.vilberg@sintef.no

Leif Lia, NTNU, leif.lia@ntnu.no

Tonje Aronsen, NINA, tonje.aronsen@nina.no

Marie-Pierre Gosselin, NINA, marie-pierre.gosselin@nina.no

Atle Harby, SINTEF Energi, atle.harby@sintef.no

Michael Belsnes, SINTEF Energi, michael.belsnes@sintef.no

Innhold

Sammendrag	3
Abstract	4
Innhold	5
Forord	6
1 Innledning	7
1.1 Skjerpede miljøkrav for vannkraft.....	7
2 Potensial for O/U av vannkraft	9
2.1 Definisjon av opprusting og utvidelse (O/U)	9
2.2 Gjennomførte studier for O/U-potensialt	10
2.3 O/U av vannkraft med miljødesign.....	11
3 Investeringskostnader og lønnsomhetsvurderinger	14
3.1 Investeringskostnader	15
3.2 Effektutvidelser	15
3.3 Pumpekraftverk.....	15
4 Erfaringer fra case-studier	16
4.1 Arbeidsmetodikk i PotOUt.....	16
4.1.1 Kortstokkmetoden	16
4.2 utfordringer for realisering av O/U-prosjekt.....	17
4.2.1 Markedsutsikter og økonomisk risiko	17
4.2.2 Naturinngrep	17
4.2.3 Samfunnsaksept	17
4.2.4 Regulatoriske forhold	17
4.2.5 Fordeling av skatteinntekter	18
4.2.6 Risikovilje.....	18
4.2.7 Tunnelkapasitet.....	18
4.3 O/U-muligheter	19
4.3.1 Effektutvidelser	19
4.3.2 Pumpestasjoner	19
4.3.3 Pumpekraftverk.....	19
4.3.4 Overføring av nye nedbørfelt.....	20
4.3.5 Magasin i driftstunnel	20
4.3.6 Økning magasinkapasitet	21
4.3.7 Flomhåndtering	21
4.4 Miljødesignløsninger	21
4.4.1 Slipp av miljøbasert vannføring.....	21
4.4.2 Tiltak i magasin.....	22
4.4.3 Fordrøyningsbasseng	22
4.4.4 Fjerning eller modifisering av terskler.....	23
4.4.5 Tiltak mot gassovermetning.....	23
5 Konklusjon og anbefalinger	25
Vedlegg 1 – Oversikt over gjennomførte O/U-prosjekt	27

Forord

Denne rapporten oppsummerer arbeidet som er utført i prosjektet "Potensial for opprusting og utvidelse av vannkraft med miljødesign – PotOut". PotOut har vært et tverrfaglig prosjekt i HydroCen som ble startet i 2021 med finansiering fra HydroCen OpenCalls. Hovedmålsettingen til prosjektet har vært å identifisere O/U-muligheter i tre norske vassdrag i samarbeid med representanter fra kraftselskapene. FME HydroCen er finansiert av Forskningsrådet, partnere fra norsk vannkraftbransje og forvaltning.

Vi vil rette en stor takk til kraftselskap, leverandører, konsulenter og myndighetskontakter blant partnere i HydroCen som har bidratt med uunnværlig kunnskap og innsikt for muligheter og utfordringer knyttet O/U av vannkraft.

Forskergruppa i HydroCen har bestått av:

Ana Adeva-Bustos, SINTEF Energi
Tonje Aronsen, NINA
Michael Belsnes, SINTEF Energi
Ole Gunnar Dahlhaug, NTNU
Torbjørn Forseth, NINA
Marie-Pierre Gosselin, NINA
Atle Harby, SINTEF Energi
Leif Lia, NTNU
Line Sundt-Hansen, NINA
Ingrid Vilberg, SINTEF Energi (prosjektleder)

Trondheim, juni 2023, Ingrid Vilberg

1 Innledning

Kraftsystemet i Norge er dominert av vannkraft. Av total installert effekt på om lag 39 GW, er rundt 33 GW vannkraft. Gjennomsnittlig årlig kraftproduksjon i Norge er om lag 156 TWh, hvorav 137 TWh er fra vannkraft. Vannkraftproduksjonen er avhengig av nedbørmengden og tilsiget til kraftverkene, som historisk har variert mellom 100 TWh i tørrår og 150 TWh i våtår. Lagringskapasiteten i magasin er 84 TWh, som sammen med importmuligheter bidrar til å opprettholde energibalansen selv i tørrår.

Som følge av økt elektrifisering og etablering av ny, kraftkrevende industri er det forventet at forbruket i Norge øke kraftig mot år 2050 fra dagens nivå på 156 TWh, men det er stor usikkerhet i utviklingen av forbruk. Statnett anslår at forbruket kan være 220 TWh i basis-scenariet for den langsiktige markedsanalysen 2022-2050¹. Det trengs dermed utbygging av ny fornybar produksjon for å dekke det økende kraftbehovet, og dette vil trolig komme både fra vann-, sol- og vindkraft.

Landene rundt Nordsjøen har store ambisjoner om utbygging av havvind, og den norske regjeringen presenterte i 2022 sin ambisjon om 30 GW havvind innen 2040². Nylig ble Ostend-deklarasjonen undertegnet av landene rundt Nordsjøen der målsettingen er "Nordsjøen som Europas grønne batteri", med minst 120 GW havvind innen 2030 og minst 300 GW innen 2050³. For Norge, som er tilknyttet det Europeiske kraftsystemet gjennom flere mellomlandsforbindelser, vil den storstilte utbyggingen av havvind rundt Nordsjøen føre til store endringer i kraftsystemet. I tillegg forventes det en stor utvikling i solenergi i Norge. Det er også forventet en stor utvikling i fleksibilitet på forbrukssiden og andre teknologier innen fleksibel produksjon og lagring, men det er knyttet stor usikkerhet til teknologiutviklingen og lønnsomhet.

Den økte andelen av uregulerbar kraftproduksjon fra vind- og solkraft vil kreve ytterligere fleksibilitet i produksjon og lagring av energi både på kort og lang sikt. Dette vil føre til at tilgjengelig effekt vil være mer kritisk i fremtiden. Ifølge NVEs utredning kan vi gå mot et effektunderskudd i det norske kraftsystemet allerede i 2030, mens det i Norden allerede er et effektunderskudd som vil øke ytterligere mot 2030⁴. Økt tilgang på effekt vil derfor være essensielt for å kunne opprettholde en stabil systemdrift, og effektutvidelser i eksisterende vannkraftverk vil bidra positivt.

1.1 Skjerpede miljøkrav for vannkraft

Samtidig som den regulerbare vannkraften vil bli mer verdifull, blir det også stilt strengere miljøkrav til vannkraftproduksjon. Mange norske kraftverk ble bygget i tiårene etter andre verdenskrig da natur- og miljøhensyn ikke ble prioritert i like stor grad som i dag. Mange vassdragsreguleringer er åpnet for villkårsrevisjoner der man gjør en gjennomgang av mulige miljørestriksjoner som for eksempel minstevannføring, ramping-restriksjoner og magasinffylling⁵. Innføringen av eventuelle nye krav for miljøforbedringer vil veies opp mot andre samfunnsmessige kostnader i form av tap av energiproduksjon og regulerbarhet. Statnett har også gjennomgått kraftverkernes betydning for opprettholdelse av stabil systemdrift⁶.

EUs taksonomi for bærekraftig finans ble innført for å kunne styre investeringer og kapital mot bærekraftige prosjekt og aktiviteter. Det er et klassifiseringssystem som definerer en rekke kriterier som må oppfylles for at den økonomiske aktiviteten skal defineres som bærekraftig⁷. Ved å ikke bli definert som

¹ Statnett, 2023. Langsiktig markedsanalyse. Norden og Europa 2022-2050.

² <https://www.regjeringen.no/no/tema/naringsliv/gront-industriloft/havvind/id2920295/>

³ <https://www.regjeringen.no/contentassets/78bfc87bb04044c0933002ad7dd6e0f1/erklaring-energiministere.pdf>

⁴ NVE, 2022. Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030. Rapport nr. 20/2022.

⁵ NVE, 2013. Vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022. Rapport 49/2013.

⁶ Statnett, 2021. Verdien av regulerbar vannkraft. Dok. 20/00565

⁷ https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/tools-and-standards/eu-taxonomy-sustainable-activities_en

bærekraftig risikerer kraftselskapene å få dårligere finansielle betingelser. For vannkraftproduksjon er kriteriene tett knyttet opp mot vannforskriften. Det er spesielt taksonomiens miljømål nummer tre og seks - "bærekraftig bruk og beskyttelse av ferskvanns- og marine ressurser" og "bevare og restaurere naturmangfold og økosystemer"- som kan være utfordrende for vannkraftproduksjon. Det er ulike juridiske tolkninger av deler av regelverket og det jobbes fremdeles med å lage en omforent veileder for rapportering i henhold til taksonomien.

I 2022 signerte Norge FNs Naturavtale som innebærer flere forpliktelser for å unngå ytterligere tap av naturmangfold, som arter og naturtyper, og bærekraftig bruk⁸. For vannkraftutbygginger og O/U-prosjekt vil det kunne bli stilt krav til restaurering av delvis ødelagt natur pga. reguleringer og mulig kompensasjonstiltak for inngrep.

⁸ <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/fns-naturavtale>

2 Potensial for O/U av vannkraft

2.1 Definisjon av opprusting og utvidelse (O/U)

Den største andelen av Norges vannkraftverk ble bygget i perioden etter andre verdenskrig for å møte kraftbehovet til industriutviklingen i landet, og mange av kraftverkene står nå ovenfor nødvendige oppgraderinger. Med opprusting og utvidelse (O/U) av vannkraftverk menes modernisering, effektivisering, oppgradering og ombygging, og ofte kan et prosjekt omfatte både opprusting og utvidelse⁹.

Opprusting omfatter tiltak for å øke virkningsgrad i kraftverket og redusere falltap i tunneler. Det kan for eksempel være å skifte ut komponenter og dermed øke virkningsgraden. Dette kan ofte gjøres innenfor gjeldende konsesjon.

Utvidelse omfatter tiltak som utnytter mer vann ved for eksempel nye overføringer til eksisterende magasin. Det omfatter også å øke fallhøyden til kraftverket og å redusere flomtapene ved å øke slukeevnen eller øke magasinkapasiteten. Utvidelser krever en ny konsesjonspliktutredning og eventuell ny konsesjonsbehandling.

Potensialt for O/U er avhengig av mange ytre faktorer, men er også avhengig av hva slags potensial som skal defineres:

- Teoretisk potensial
 - Tar vekk alle tap i systemet, tar med mulig ekstra vann og fall
- Teknisk-økonomisk potensial
 - Inkluderer prosjekt som er mulige innenfor kjent teknologi og kjente kost/nytte modeller, inkludert overordnet vurdering av miljøkonsekvenser.
- Realistisk potensial
 - Inkluderer prosjekt som ventes å komme innenfor dagens kost/nytte-betraktninger. Også kalt bedriftsøkonomisk potensial.

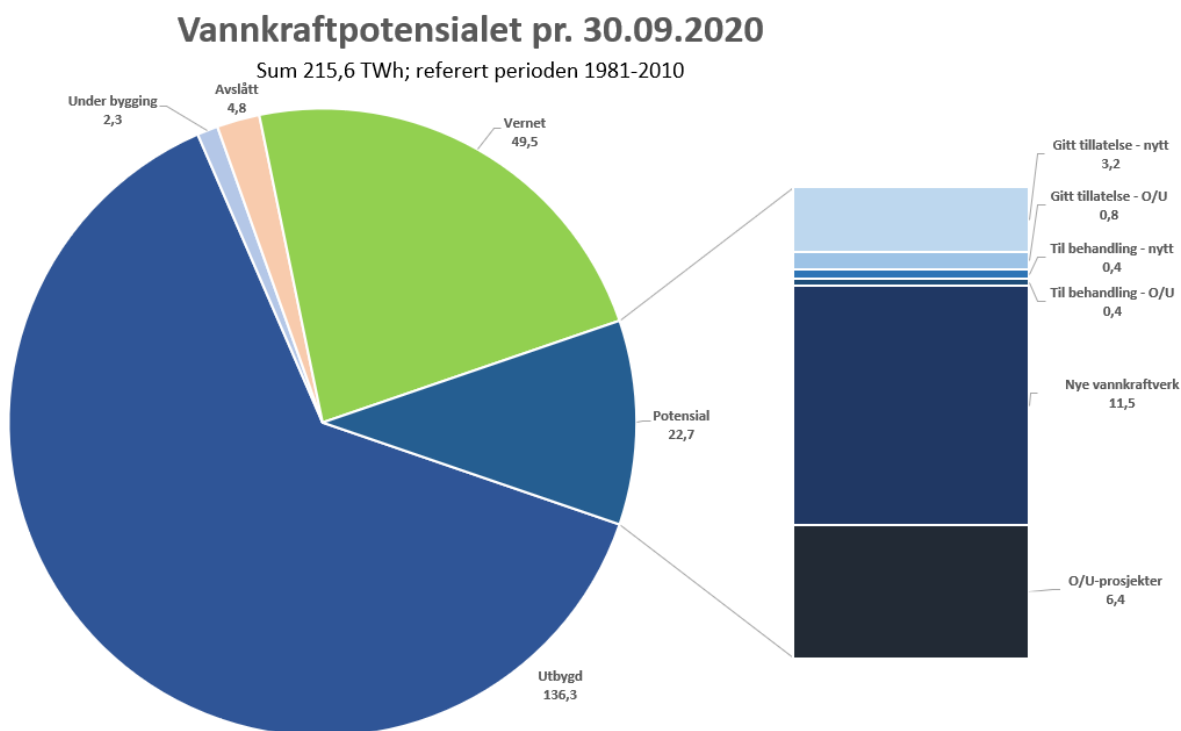


Figur 1: Kategorisering av O/U-potensial fra NVE⁹

⁹ NVE, 2020. Hva er egentlig potensial for opprusting og utvidelse av norske vannkraftverk? NVE fakta nr. 6/2020.

2.2 Gjennomførte studier for O/U-potensialt

Det har ikke vært gjennomført en detaljert studie av O/U-potensialt i Norge, noe som vil være en svært omfattende jobb. Kraftselskapene vurderer jevnlig potensial i sine vassdrag, sett ut fra forventede kostnader, utvikling av kraftpris og mulig inntjening. I perioden 1986-1993 ble Samlet plan for vassdrag¹⁰ utarbeidet, som en nasjonal prioritering for utbygging av vassdrag. Det som fremdeles ikke er realisert fra Samlet plan, regnes inn som en del av O/U-potensialt i NVEs anslag.



Figur 2: NVEs overslag for vannkraftpotensialt per 2020. Kilde: NVE¹¹. Oppdaterte tall og status for ny vannkraftproduksjon finnes på NVEs nettside¹².

NVEs anslag for O/U-potensialt er 7,6 TWh⁹. Det er et teknisk-økonomisk potensial som er basert på rest fra "Samlet plan for vassdrag", kjente O/U-prosjekt fra konsesjonsbehandling og estimat for løpehjulsbytte¹³. Anslaget for økt produksjon etter løpehjulsbytte er et overestimat, da det ikke var oppdatert tallgrunnlag for denne analysen.

En studie gjennomført på NTNU kartla økning i kraftproduksjon i 20 gjennomførte O/U-prosjekt de siste 15 årene¹⁴. For 18 typiske O/U-prosjekt var økt produksjon fra 6 til 60 prosent, med et gjennomsnitt på 23 prosent (se vedlegg 1). To av O/U-prosjektene ble utelatt fra analysen på grunn av stor grad av nybygging, men de vil fortsatt falle inn under kategorien "O/U-prosjekt" på grunn av den eksisterende reguleringen av vassdragene. Basert på dette ble det anslått et O/U-potensial på mellom 20 og 30 TWh, men politiske og miljømessige begrensninger vil redusere dette. I dag er noe av dette potensial allerede realisert.

¹⁰ Miljøverndepartementet. 1994. Samlet plan for Vassdrag.

¹¹ https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_06.pdf

¹² <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/status-for-ny-vannkraftproduksjon/>

¹³ http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_03.pdf

¹⁴ Lia et.al. 2017. Increased generation from upgrading and extension projects. Hydropower and dams, Issue Four 2017.

I kategorien "Nye vannkraftverk" på Figur 2 er anslaget på 11,5 TWh, og mye av dette potensielt er småkraftverk. Det bør vurderes om dette skal bygges som småkraftverk eller om det heller skal overføres til eksisterende magasin og reguleringer der det er mulig. Samlet sett kan flere utbygginger av småkraftverk ha store miljøpåvirkninger, og de bidrar heller ikke til økt regulerbarhet i systemet.

NVE belyste mulighetene for effektutvidelser fra norske vannkraftverk i en rapport fra 2011¹⁵. Rapporten tar for seg utbygginger av fem kraftverk som ble ansett egnet for effektkjøring og presenterer også en vurdering av tekniske løsninger og kostnadsberegninger for disse kraftverkene. Ett av kraftverkene som omhandles i NVEs studie er Mauranger kraftverk, der Statkraft nylig har søkt konsesjon om en effektutvidelse. Et annet prosjekt er Tonstad kraftverk, der Sira Kvina tidligere har sendt og trukket konsesjonsøknad for etablering av pumpekraftverk, men nå igjen vurderer en utbygging.

I FME CEDREN ble det utført studier som viste mulighetene for effektutvidelser på 20 000 MW i kraftverk med utløp til sjø eller magasin, innenfor eksisterende reguleringsgrenser for HRV og LRV og anbefalte vannstandsendringer i magasin^{16, 17}. Studiene viste også at dersom effektutvidelser i denne størrelsesorden skulle kunne gjennomføres i løpet av en tidsperiode på 20 år, er det tunneldrivingen som er mest kritisk både med tanke på tilgang på arbeidskraft, tunnelborerigger og massedeponi.

HydroCen-prosjektet Alterna Future så på en ekstrem ombygging av Mandalsvassdraget¹⁸. Prosjektet fant kombinasjoner av løsninger for vannkraftutbygginger og miljøtiltak som i sum ga en vinn-vinn-effekt på både kraftproduksjon og miljøforhold for hele vassdraget. Deler av den samme metodikken har blitt brukt i PotOUT.

2.3 O/U av vannkraft med miljødesign

En gjennomgang av offentlig tilgjengelig informasjon om utførte O/U-prosjekt de siste 20 år viste at det i stor grad ikke har blitt utført miljøtiltak eller implementert miljøløsninger i sammenheng med O/U-prosjektene. I sammenheng med villkårsrevisjoner og de senere års økte fokus på miljøtiltak og bærekraft forventer vi et større fokus på dette fremover.

Hovedprinsippene for O/U av vannkraft med miljødesign er å se helhetlig på vassdraget og søke løsninger som tar hensyn til både kraftproduksjon, samfunnsinteresser og miljøforhold. Miljødesign-metodikken ble utviklet i FME CEDREN for vannkraft, vindkraft og kraftledninger. I tillegg er det laget en egen håndbok for miljødesign av regulerte laksevassdrag i FME CEDREN¹⁹ som videreutvikles for andre arter, aktiviteter og tjenester i FME HydroCen²⁰. Målet er å finne løsningen som i sum gir et positivt bidrag til både kraftproduksjon og miljøforholdene i vassdraget. Derfor bør miljøtiltakene innføres der de har størst effekt i vassdraget, som ikke nødvendigvis er på samme sted som den nye kraftutbyggingen.

Det finnes noen eksempler på gjennomførte eller planlagte O/U-prosjekt som har gitt gevinster både for kraftproduksjon og miljøforhold. Som vist på Figur 3 for O/U-prosjekt i **Kvina**, vil kombinasjonen av nye småkraftverk, en ny overføring og gjennomføring av flere miljøtiltak være en "vinn-vinn"-pakke. Flere gode eksempler på O/U-prosjekt med positiv eller liten påvirkning på miljøforholdene er Nedre Røssåga og Lysebotn II.

¹⁵ https://publikasjoner.nve.no/rapport/2011/rapport2011_10.pdf

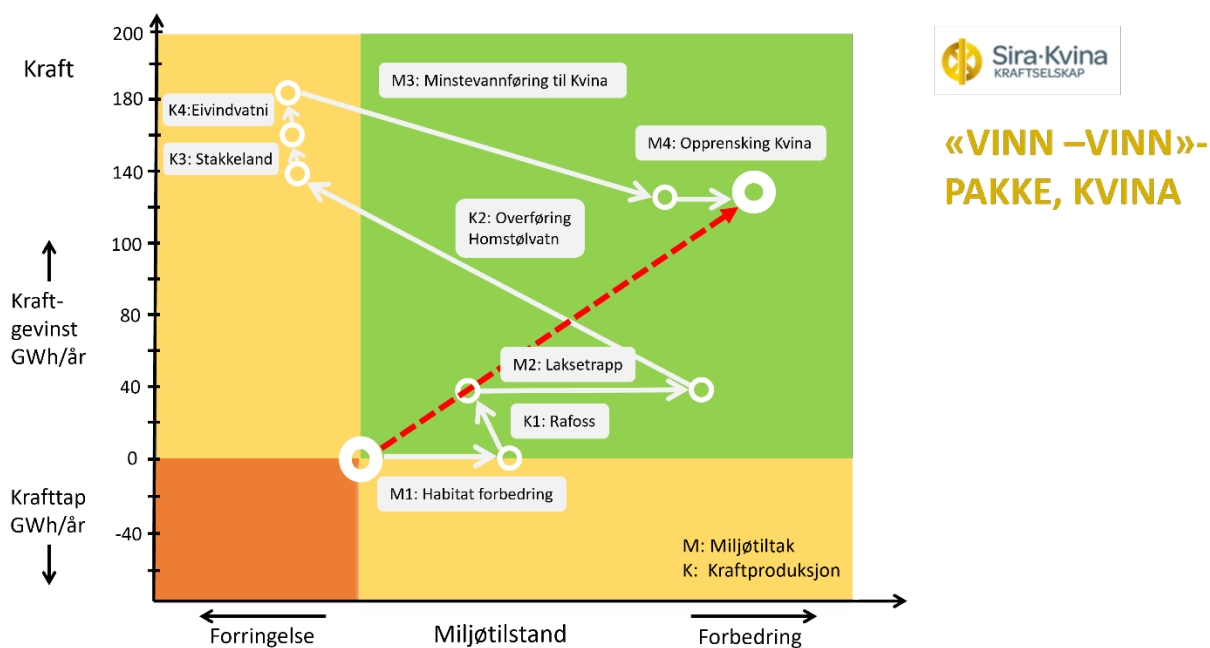
¹⁶ Solvang et. al. 2011. Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk. Innledende studie av konkrete case i Sør-Norge.

¹⁷ Solvang et.al. 2014. Norwegian hydropower for large-scale electricity balancing needs. Pilot study of technical, environmental and social needs

¹⁸ <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmliui/handle/11250/2712343>

¹⁹ <https://www.nina.no/archive/nina/pppbasepdf/temahefte/052.pdf>

²⁰ <https://www.ntnu.no/hydrocen/4.3-milj-design-ved-fleksibel-vannkraft>



Figur 3: Eksempel på O/U-prosjekt i Kvina-vassdraget med miljøtiltak

Nedre Røssåga kraftstasjon hadde opprinnelig seks Francis-maskiner på til sammen 250 MW. I O/U-prosjektet ble det laget ny tunnel i parallell, ny kraftstasjon i fjell og installert ett nytt aggregat. I tillegg ble tre gamle turbiner rehabilitert, mens de tre siste ikke lenger er i bruk. Slik kunne man sikre mest mulig drift i anleggsfasen. Prosjektet innebar ingen nye overføringer eller reguleringer. Samtidig ble utløpet fra den nye kraftstasjonen lagt om lag 700 m lenger oppstrøms i vassdraget og det ble gjennomført omfattende habitatforbedrende tiltak. Sammen med minstevannføring har dette bidratt til at elva fikk tilbake en lakseførende strekning som er viktig for gytegrunnet i hele Røssåga-vassdraget.

Som vist i Tabell 2-1 gir prosjektet en økning årlig produksjon på om lag 11 prosent, mens økt installert effekt er på 40 prosent.

Tabell 2-1: Endring i installert effekt og årlig produksjon for Nedre Røssåga

	Gammel installasjon	Ny installasjon	Økning	Prosentvis økning
Effekt [MW]	250	350	100	40 %
Produksjon [GWh]	1853	2053	200	11 %



Figur 4: Røssåga-vassdraget. Foto: Bjørn Grane

Lysebotn II er et annet eksempel på et godt O/U-prosjekt med effektutvidelse. Her ble det laget en ny tunnel i parallell og en ny kraftstasjon i fjell med to Francis-maskiner. Samtidig ble inntaket flyttet til et høyreliggende magasin for økt fallhøyde. Kraftverket har utløp rett i fjorden og er dermed svært egnet for mer fleksibel drift. Det ble vurdert at det ikke var noen negative miljøvirkninger av dette prosjektet, annet enn deponering av masser.

Prosjektet gir en økning på rundt 11 prosent årlig produksjon, mens økt installert effekt er på hele 76 prosent.

Tabell 2-2: Endring i installert effekt og årlig produksjon for Lysebotn II

	Gammel installasjon	Ny installasjon	Økning	Prosentvis økning
Effekt [MW]	210	370	160	76 %
Produksjon [GWh]	1320	1500	180	14 %



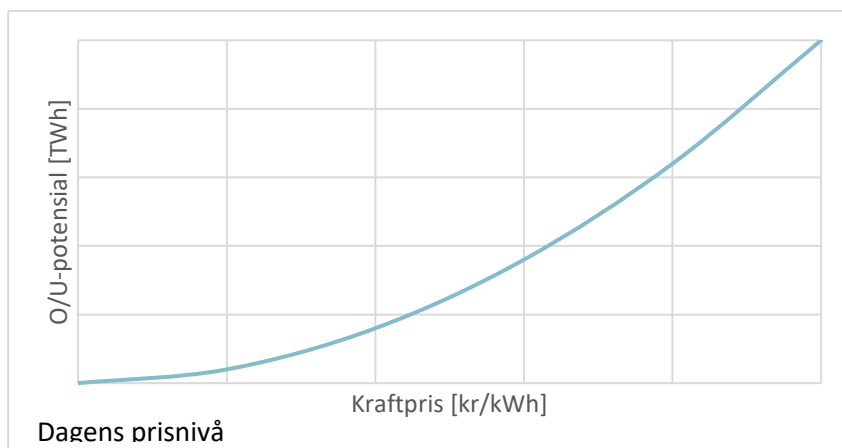
Figur 5: Ny kraftstasjon Lysebotn II (Lyse)

3 Investeringskostnader og lønnsomhetsvurderinger

Som nevnt i kapittel 2.1 er det ulike kategorier for potensial, som spenner fra teoretisk potensial til realistisk potensial. Det er derfor et stort avvik mellom teoretisk potensial og hva som forventes å bli realisert uten nye økonomiske incentiver. Både teknisk-økonomisk potensial og realistisk potensial vil endre seg med ytre forhold. De viktigste ytre forhold er:

- Kraftpris
- Skatteregler
- Miljøkrav og muligheter for avbøtende tiltak
- Utviklinger i annen energiproduksjon
- Utbyggingsteknologier og utbyggingskostnader

Potensialt for O/U endrer seg i hovedsak med forventet inntjening (etter skatt). Det vil derfor kunne lages en kurve som viser potensial i [TWh] som funksjon av kraftpris. Denne sammenhengen var tidligere offentlig kjent, men tallprognosen er i senere tid ikke oppdatert. Sammenhengen vil uansett prinsipielt se slik ut:



Figur 6: Skissert teoretisk sammenheng mellom realistisk O/U-potensial og kraftpris

I flere av de tidligere utførte O/U-prosjektene ser vi at det ofte er pålegg om utbedringer som utløser lønnsomhet i hele prosjektet. Et eksempel er Tyin og Holsbru kraftverk (Hydro Energi). Gamle Tyin kraftverk, som ble bygd under andre verdenskrig, fikk pålegg om utbedring av smisveiste rør i rørgata. Etter som en slik utbedring ville innebære store byggekostnader i tillegg til full stans i anleggsfasen, ble det vurdert mer lønnsomt å bygge ny tunnel og nytt kraftverk, i tillegg til nye overføringer og bekkeinntak. Samtidig ble gamle Tyin kraftverk (omdøpt til Holsbru kraftverk) opprustet og satt i drift med en rørgate som var godkjent for en lavere fallhøyde.

Gjennomføring av et vannkraftprosjekt, enten O/U eller nybygging krever et langt tidsperspektiv. Et O/U-prosjekt vil vanligvis ikke behøve å utarbeide melding, men vil i det vesentlige ligne på et nybyggingsprosjekt. Følgende tidsbruk må påregnes for et prosjekt som kan gjennomføres uten store konflikter og interessemotsetninger:

Melding, inkludert avklaring, KU og høringer	6-12 måneder
Konsesjonssøknad inkludert KU og høringer	12-24 måneder
Innstilling fra NVE og konsesjon fra OED	6-12 måneder
Anbud, kontrahering og investeringsbeslutning	3-6 måneder
Bygging og igangkjøring	24-48 måneder

Dersom prosjektet går igjennom uten vesentlige konflikter, vil total prosjekttid være mellom fem og åtte år. Omfang og innhold av konsekvensutredningen (KU) vil være avgjørende for tidsbruken i fasen før konsesjon, mens tunnallengde, leveringstid for elektromekanisk utstyr og prosjektets kompleksitet vil være avgjørende for byggetida. I praksis vil miljøkonflikter, politiske vurderinger, ankesaker, særinteresser m.m. kunne gi prosjekttid langt over fem til åtte år. Rene opprustingsprosjekt kan som regel gjennomføres uten ny konsesjon.

3.1 Investeringskostnader

Det er i hovedsak omfanget av store bygningskonstruksjoner som tunnel og dammer som avgjør kostnadsfordelingen for et nytt prosjekt. På både små og store kraftverk vil omfanget av bygningskonstruksjoner kunne komme opp i 60 prosent. Resten fordeler seg med 15 prosent for maskintekniske installasjoner, 15 prosent for elektroteknisk utstyr og inntil 10 prosent for planlegging og administrasjon. For typiske elvekraftverk og andre kraftverk med små fall, vil fordelingen kunne gå ned mot 30 prosent på hvert av de enkelte fagene. Det vil på store elvekraftverk bli vanskelig å skille mellom fagene, siden selve aggregatet utgjør en betydelig del av både vannveg og kraftstasjon.

3.2 Effektutvidelser

Effektutvidelser uten nye overføringer eller økning i magasinkapasitet vil bidra til økt tilgjengelig effekt i kraftsystemet, men det vil ikke ha et stort bidrag til produsert energi i [GWh]. En større effektinstallasjon vil redusere brukstiden på anlegget, slik at lønnsomheten i prosjektet må vurderes med mulig inntjening på for eksempel en brukstid ned mot eller under 2000 timer. Brukstid T_B [h] er et måltall på forholdet mellom installert energi og effekt i et kraftverk. Gjennomsnittlig brukstid for vannkraftverk i det norske kraftsystemet er 4200 timer¹⁵, mens enkelte kraftverk allerede har en brukstid på ned mot 2500 timer. Med prisvariasjon som vi har sett i det nordiske systemet i 2022 og 2023, ventes det at nye prosjekt vil få en vesentlig lavere brukstid enn dagens gjennomsnitt. Med prisvariasjoner på flere 100 prosent, vil brukstid på 2000 timer bli svært lønnsomt, så lenge magasinet har tilstrekkelig volum for å kunne disponere vannet fritt og konsesjonsvilkårene tillater det. Optimalisering av installasjon og brukstid er meget krevende siden det framtidige markedet ikke er kjent og at de største prosjektene kan komme til å påvirke prisdannelsen for enkelte avgrensede områder.

3.3 Pumpekraftverk

Pumpekraftverk vil ikke bidra til mer energiproduksjon ettersom anlegget vil bruke mer strøm på å pumpe vannet opp i magasinet enn det er mulig å produsere med samme mengde vann. Netto virkningsgrad kan ligge på rundt 70-75 prosent for en syklus med pumping og påfølgende kraftproduksjon. For lønnsom drift av pumpekraftverk er man avhengig av en prisdifferanse. Dersom kraftverket skal pumpe når prisen er 1 kr/kWh, må forventning til pris når verket skal produsere være 1,3 kr/kWh (pris ved pumping dividert med virkningsgraden, her 75 prosent). Hvis prisen ved pumping er 2 kr/kWh, må prisen når det produseres være 2,7 kr/kWh. Den variable kostnaden for pumpekraft er altså relativ og sterkt avhengig av energiprisen i markedet²¹. I tillegg må prisforskjellen ikke bare være stor nok, men den må vare lenge nok om gangen og inntreffe hyppig nok til at pumpekraftverket får høy nok brukstid for å forsvare en kapitalintensiv investering.

Negative kraftpriser som per 2023 stadig observeres i det nord-europeiske kraftmarkedet, vil ytterligere øke lønnsomheten til pumpekraftverk. På grunn av den stabiliserende effekten kraftforbruket har på elnettet, vil det være mulig i perioder å få betalt for å pumpe vann.

I tillegg må den som skal investere ta hensyn til driftskostnader som skal ta høyde for slitasje på maskiner og utstyr, personalkostnader og lignende. I ovenstående tall er det ikke regnet inn inntekt til den som eier og driver pumpekraftverket. I praksis vil det være behov for å tjene penger på en investering, så en margin må legges til kravet om prisforskjell som gjør pumpekraftverket til en lønnsom investering.

²¹ <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/norsk-pumpekraft-kan-hjelpe-med-a-stabilisere-stromprisene/>

4 Erfaringer fra case-studier

4.1 Arbeidsmetodikk i PotOUT

I PotOUT har vi sett på mulighetene for O/U i tre allerede godt utbygde vassdrag. For å identifisere potensial for O/U i hvert vassdrag har vi i samarbeid med kraftselskapene sett på dagens installasjoner, hvilke planer og muligheter som foreligger, eventuelle flaskehalsar i produksjonen, miljøutfordringer og utførte tiltak, og eventuelle nye restriksjoner og muligheter i forbindelse med vilkårsrevisjoner. Avhengig av omfanget av en nødvendig oppgradering av anleggene, kan det løse ut flere lønnsomme O/U-muligheter.

For å vurdere O/U-potensialt har vi tatt utgangspunkt i eksisterende system og hovedsakelig sett på muligheter for å gjøre kraftverksystemet mer fleksibelt, utnytte eksisterende eller økt tilgjengelig bedre og ikke minst muligheter for etablering av pumpekraftverk og effektutvidelser. Samtidig har aktuelle miljøtiltak i vassdraget blitt vurdert for å redusere negative effekter eller kompensere for negative regulerings effekter generelt. Prosjektene har blitt behandlet internt i prosjektgruppa og vi vil her presentere hovedtrekkene fra prosjektene.

4.1.1 Kortstokkmetoden

For å kartlegge og kombinere ulike muligheter for utbygginger og miljøtiltak i vassdragene ble "kortstokkmetoden" tatt i bruk. Denne ble benyttet i HydroCen-prosjektet AlternaFuture for en ekstrem ombygging av Mandalsvassdraget²². Ved å kombinere kort for nye vannkraftprosjekt med kort for miljøtiltak skal man ende opp med en kombinasjon som har positiv effekt både på samfunn, kraftproduksjon og miljøforhold. Kortene inneholder kortfattet og viktig teknisk og miljømessig informasjon om ulike alternativer, sammenlignbart med "bilkort" og "fotballkort" med informasjon om henholdsvis biler og fotballspillere, noe som var populært på 1970- og -80-tallet.



Figur 7: Eksempler på vannkraft- og miljøkort som brukt i AlternaFuture

²² Vereide, K. et.al. 2020. AlternaFuture - Final Report. HydroCen Report 18.

4.2 Utfordringer for realisering av O/U-prosjekt

4.2.1 Markedsutsikter og økonomisk risiko

Dagens og fremtidens kraftprodusenter vil ha inntjening fra salg av flere produkter og tjenester. Lønnsomheten i hvert nytt prosjekt måles mot et avkastningskrav, som settes spesifikt av hvert enkelt kraftselskap. Inntjening i energimarkedet som er basis for regnestykket over, er bare en av flere tjenester som kraftsystemet trenger. Systemet trenger også tilgang til ressurser og støtte som fort kan føre til endringer av kjøremønster for å stabilisere frekvensen i strømmettet på 50 Hz. I takt med endringer i forbruket og andre produksjonsheter, er det forventet at utfordringene med å sikre et stabilt kraftsystem vil øke²¹.

Både pumpekraftverk og effektkraftverk kan bygges med høy fleksibilitet som kan levere hurtige reserver, også kalt systemtjenester. De vil dermed kunne få inntekter fra det vi kaller reservemarkedene. Slike inntekter kan være betydelige, og vi forventer en økning i behovet for flere slike tjenester som følge av et mer væravhengig energisystem med mindre andel regulerbar produksjon. Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet til beregning av fremtidig inntekspotensial fra reservemarkedene.

Den nest største usikkerheten etter prisene vil være rammevilkår og skattesystem. Per i dag skattes inntil 67 prosent av fortjenesten i et stort kraftverk. I tillegg er det nå innført et midlertidig høyprisbidrag, og siste tiders omkalfatringer av kraftverksskatten har vist hvor ustabil dette er. Det har vist seg at usikkerhet rundt skattesystemet vil være mer lammende enn et høyt og forutsigbart skattenivå. Med utviklingstid på fem til åtte år og levetid på kraftverket på over 50 år, vil usikkerhet rundt rammevilkår ha stor betydning på investeringsbeslutningene.

Rentenivå vil alltid ha innvirkning på et prosjekt med lang levetid, både i form av rentekostnader og av avkastningskrav. Utstrakt bruk av lånefinansiering med lange obligasjonslån vil redusere denne risikoen. Utvikling i andre teknologier vil påvirke framtidige vilkår, og bildet rundt dette er svært uoversiktlig per 2023.

4.2.2 Naturinngrep

Når det gjelder utvidelsesprosjekt der man overfører nye nedbørfelt, vil ytterligere naturinngrep være en begrensning i mange tilfeller. Mange vannkraftkonsesjoner ble gitt før det ble etablert nasjonalparker og annet naturvern, slik at vernegrensene i flere tilfeller er lagt rett rundt eksisterende vannkraftmagasin ved HRV. Dette gjør at ytterligere utvidelse av reguleringshøyde eller overføring av nye elver til eksisterende magasin i mange tilfeller er utfordrende og krever i prinsippet et Stortingsvedtak. Vassdragsvern er regulert av Verneplan I – IV med ulike tillegg. Det er ikke vurdert utbygging av verna vassdrag i dette studiet.

4.2.3 Samfunnsaksept

Samfunnsaksept av vannkraftprosjekt kan være en utfordring for realisering av flere O/U-prosjekt. Det er viktig å ha god kommunikasjon og dialog med vertskommuner og både lokale og nasjonale interesser. I Norge har særlig Alta-utbyggingen satt spor etter en lang politisk konflikt der samiske- og miljøverninteresser gikk mot en stor utbygging av vassdraget. Det er tilsvarende utfordringer ved utbygging av vindkraft på land, og opinionen endres raskt. Samtidig er det ikke gitt at lokale interesser samsvarer med miljøinteresser. For eksempel kan det være konflikter knyttet til fjerning av terskler for å bedre habitat for fisk og andre organismer, og lokalbefolkningens estetiske preferanser og bruk av vassdraget. Det er mange brukere og rettighetshavere i et vassdrag og forståelse for flerbruksinteresser vil være viktig i konsesjonsprosesser og vilkårsrevisjoner. Generelt er det viktig å ha god dialog med alle interesserte tidlig i prosessen, og samtidig gjennomføre godt dokumenterte undersøkelser av konsekvenser av ulike alternativer og tiltak.

4.2.4 Regulatoriske forhold

Skatt er myndighetenes mest effektive virkemiddel som virker i begge retninger. Skatt betales i dag både som grunnrenteskatt (45 prosent) for hvert enkelt kraftverk og som overskuddsskatt (22 prosent) for

selve kraftselskapet. I tillegg kommer eiendomsskatt, avståelse av konsesjonskraft og andre ordninger som kan sees på som avgifter. Høyere skatter vil muligens redusere forventet inntjening for et O/U-prosjekt, men også usikkerheten rundt skatt viser seg å ha stor innvirkning på realisering av nye prosjekt.

Omgjøringen av grunnrenteskatten til "kontantstrømskatt" hadde stor innflytelse på iveren etter å realisere nye prosjekt da det ble innført i 2021. I praksis betyr det en skatteutsettelse på 10-20 år, noe som gir svært store utslag på lønnsomheten i en nåverdiberegning (NPV).

Innføring av ad-hoc skatten "høyprisbidrag" har vist seg å ha om mulig enda større effekt i negativ retning. En reell skattesats på om lag 90 prosent for timene med høyest strømpris, vil redusere iveren etter å utvikle prosjekt med stor effektutvidelse, det vil si de aller fleste O/U-prosjekt. Ikke-avklarte forhold som skattlegging av pumpekraftverk (tildeling av konsesjonskraft og -avgift til vertskommuner og -fylker) vil inntil videre hindre lokal tilslutning til slike ombyggingsprosjekt. Paradokset med reduserte inntekter dersom det bygges nye pumpekraftverk i eksisterende system, er tidligere kalt "*komiske skatteregler*"²³.

4.2.5 Fordeling av skatteinntekter

Fordeling av skatteinntekter mellom stat, fylke og kommune er et stort tema. Fordelingen vil ha liten innvirkning på dimensjonering av anlegget, men vil ha stor innvirkning på iveren etter å gi tillatelse og konsesjon til utbyggingen. Resterende interessenter er eiere og andre rettighetshavere. Som beskrevet i kapittel 4.2.6, har fordelingen av inntektene stor innvirkning på investeringsviljen. O/U-prosjekt kan også føre til at kraftverk flyttes og vann fordeles på en annen måte, noe som kan ha konsekvenser for fordeling av skatter og inntekter mellom ulike kommuner.

4.2.6 Risikovilje

Norsk vannkraft med installasjoner over 10 MW domineres av offentlige eiere som stat og kommuner. Norske kommuner er strategiske og langsiktige eiere og har over tid hatt god kontantstrøm fra eierskapet sitt i energiselskaper. Både staten og de fleste kommunene budsjetterer med utbytte fra selskapene og er derfor avhengige av inntektene som selskapene gir. Store investeringer som i perioder vil redusere kontantstrømmen fra kraftselskapene vil kunne skape problemer for budsjettene til eierkommunene og derfor kunne være et hinder for utvikling av nye prosjekt. Økt risiko i nye prosjekt vil også påvirke beslutningen til eierne, da eventuelt bortfall av kontantstrøm vil få store konsekvenser for drift, velferd og utvikling i kommunene. Krav til mer enn 2/3 offentlig eierskap for kraftverk over 10 MVA for å få evigvarende konsesjon, har sørget for at over 90 prosent av norsk vannkraft har norsk eierskap.

4.2.7 Tunnelkapasitet

Falltapet i en vannkrafttunnel (driftstunnel) varierer med kvadratet av volumstrømmen²⁴. Effektutvidelser som gjennomføres med flere eller større aggregat, vil føre til at falltapet øker. Muligheten til å kjøre på høyere pris vil kompensere for tapte inntekter grunnet lavere produksjon, men bare inntil en viss grense. Det vil tvinge fram en økning av tunneltverrsnittet, men verdien av kraftproduksjon i byggetida, vil i de fleste tilfeller gjøre det ulønnsomt å utvide tverrsnittet (strosse). Derfor er bygging av en ny tunnel i parallell det mest vanlige alternativet.

Bygging av en ny driftstunnel vil ha få miljøkonsekvenser, men deponering av steinen fra tunnelbygginga vil i mange tilfeller være en utfordring. Anleggsvirksomhet vil også belaste miljøet med økt trafikk, midlertidig infrastruktur (veier, brakkerigg, strømtilførsel, osv.), støy og fare for forurensning.

²³ https://www.nrk.no/vestland/_komiske-skattereglar_gjer-at-kommunar-taper-pengar-pa-grone-batteri-1.15799230

²⁴ $h_f = k \cdot Q^2$ [m]. h_f – falltap, k – falltapsfaktor, Q – volumstrøm.

4.3 O/U-muligheter

4.3.1 Effektutvidelser

Som nevnt i de foregående kapitlene er effektutvidelser svært aktuelt flere steder. Effektkraftverk bør ha utløp til store magasin eller fjord for å minimere miljøkonsekvensene knyttet til raske, unaturlige, vannstandsendringer og endrede hydrologiske forhold. I prosjekt med effektutvidelser lages det gjerne ny tunnel og nytt kraftverk i parallell slik at man sikrer drift i anleggsperioden, som gjort i Lysebotn II og Nedre Røssåga.

Effektutvidelser i eksisterende kraftverk uten å øke tunneltverrsnittene, vil føre til økt falltap. Høy kraftpris i korte perioder vil veie opp økonomisk for energitapet, men det vil uansett bli et høyere energitap. Framtidige effektutvidelser bør derfor alltid søkes gjennomført med en reduksjon av falltapedet i tunnel og rørgate. Samtidig vil en utvidelse av tunnelsystemet åpne for muligheter til effektutvidelser, dette bør optimaliseres og planlegges samtidig.

Optimalt tunneltverrsnitt [m^2] finnes fra en optimalisering mellom byggekostnader for tunnel og verdien av tapt kraftproduksjon forårsaket av falltap. Optimalt tverrsnitt er svært følsomt for kraftprisen, da grensekostnadskurvene mellom falltap og tunnelkostnad krysser hverandre med liten vinkel. For eksempel vil et tunneltverrsnitt på $60 m^2$ optimalisert for 0,25 kr/kWh endre seg til $100-110 m^2$ for kraftprisene i Sør-Norge i 2021-2023.

4.3.2 Pumpestasjoner

I forbindelse med effektutvidelser kan det være aktuelt å etablere nye pumpestasjoner for å kunne utnytte og overføre mer vann til eksisterende magasin. En pumpestasjon vil isolert sett forbruke energi, men netto energiproduksjon vil være positiv dersom vannet kan pumpes opp til et høyere liggende magasin for så å bli produsert med en vesentlig større fallhøyde.

4.3.3 Pumpekraftverk

For kraftverk med store magasin oppe og nede, kan det vurderes pumpekraftverk for å øke fleksibiliteten i vanddisponeringen. Som nevnt i kapittel 3.3 vil man kunne pumpe opp vann i lavpristimer og produsere i høypristimer. Pumpekraftverk med variabelt turtall er også svært verdifulle for å kunne tilby reserver både i turbin- og pumpedrift.

Ombygging til pumpekraftverk kan være mulig for noen kraftverk, men det avhenger av anleggsspesifikke faktorer for både vannvei og elektromekanisk utstyr og realismen i det må vurderes i hvert enkelt tilfelle. Bygging av et nytt pumpekraftverk i parallell kan være mer aktuelt, som også vil tillate drift i opprinnelig kraftverk i anleggsfasen.

Pumpekraft kan ha små miljøkonsekvenser dersom man bygger anlegg som utnytter eksisterende magasin i tilknytning til eksisterende kraftverk og infrastruktur som veier og nett. Det vil likevel være miljøvirkninger både i anleggsperioden og under drift som må løses tilfredsstillende. Utfordringer kan være overføring av uønskede arter og organismer^{25,26}, temperaturendringer²⁷, endrede isforhold og vannkjemi, samt ending i frekvens og hastighet på vannstandsendringer²⁸. Pumping av vann mellom to magasin kan også ha noen positive effekter, eventuelt bidra til at eksisterende negative regulerings effekter

²⁵ Fjellheim, A. & Raddum, G.G. 2008. Nygard pumpekraftverk Prøvefiske i Steinslandsvatnet 2007. Laboratorium for ferskvannøkologi og innlandsfiske, LFI-UNIFOB. LFI-rapport Nr 148.

²⁶ Koksвик, J. & Rønning, L. 2009. Prøvefiske i Vessingsjøen og Sellisjøen, Tydal kommune, i forbindelse med planer om etablering av Sellisjø pumpekraftverk. – NTNU Vitenskapsmuseet Rapp. Zool. Ser. 2009-1.

²⁷ Kobler U.G., et.al. 2018. Effects of Lake–Reservoir Pumped-Storage Operations on Temperature and Water Quality. Sustainability.

²⁸ Harby, A., et.al. Pumped Storage Hydropower. 2013. Transition to Renewable Energy Systems.

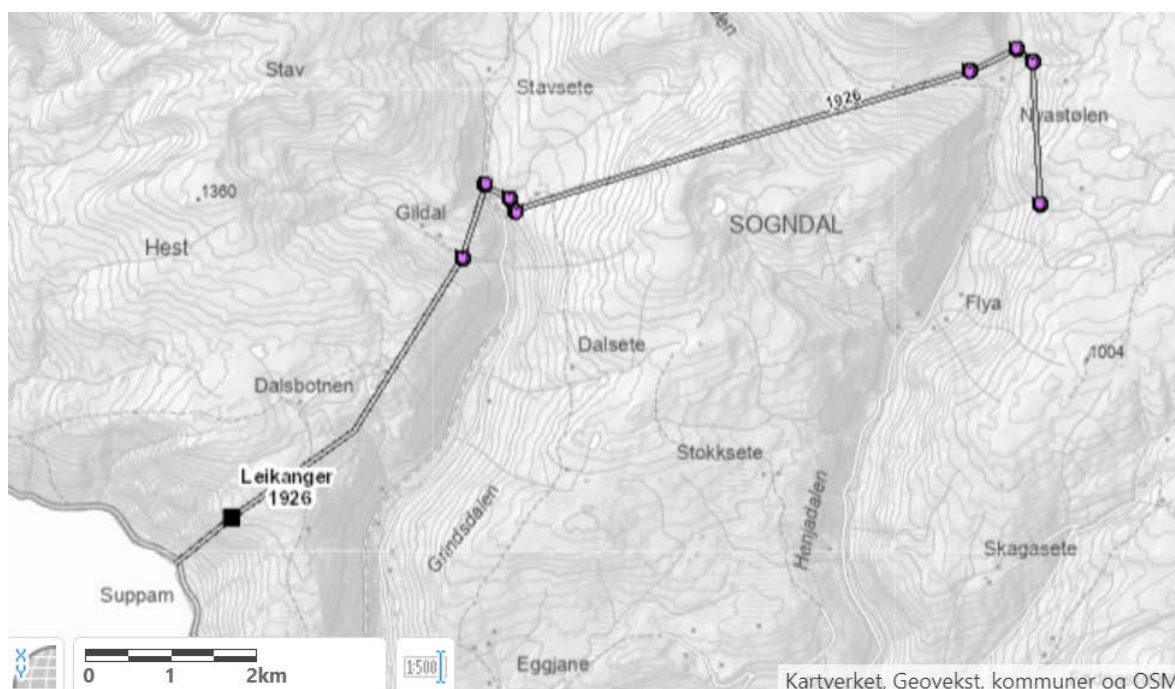
blir redusert. Dette kan være forbedret næringstilgang og mulighet for mindre totale vannstandsvariasjoner²⁹. Metodikken rundt miljødesign av vannkraft vil kunne sikre en miljømessig forsvarlig utbygging.

4.3.4 Overføring av nye nedbørfelt

Som i alle O/U-prosjekt, ligger det største potensialt i U-delen av prosjektet. Overføring av nye nedbørfelt vil representere et av de største potensialne for økt energiproduksjon. I noen regulerte vassdrag vil det finnes sidevassdrag som kan vurderes overført til eksisterende anlegg. Dette vil medføre inngrep i nye vassdrag, men det vil ikke være behov for store konstruksjoner eller omfattende inngrep. Likevel vil overføring av sidevassdrag og nabo-nedbørfelt vurderes grundig, og avbøtende tiltak må brukes i miljødesign av slike muligheter.

4.3.5 Magasin i driftstunnel

Magasinkapasitet og regulerbarhet vil ha stor verdi for kraftproduksjon. Magasin etableres enten ved oppdemming, senkning eller en kombinasjon av de to. I Norge blir magasin som oftest etablert der det er naturlige vann fra før, mens det internasjonalt er mer vanlig å etablere kunstige magasin med ren oppdemming. Avhengig av terrenget, kan det medføre svært store økonomiske kostnader å etablere magasin. Andre steder kan det være utfordrende med tanke på inngrep i natur. I noen slike tilfeller kan driftstunnelen konstrueres slik at den kan benyttes som magasin, som det gjøres i Leikanger kraftverk som ble satt i drift i 2020. Der er det etablert ni bekkeinntak på en driftstunnel på rundt 12 km. Installert effekt er 77 MW og gjennomsnittlig årlig produksjon er 208 GWh. Magasinvolumet i driftstunnelen holder til tre til fire timer med maksimal produksjon. Utforming og dimensjonering av tunnel må gjøres med hensyn til tilsig, installert effekt og ønsket produksjonsstrategi. Det optimale volumet i tunnelen må balanseres mellom pris, ønsket volum og mengden steinmasser³⁰.



Figur 8: Oversikt over inntak og driftstunnel for Leikanger kraftverk. Installert effekt er 77 MW, gjennomsnittlig årsproduksjon rundt 208 GWh (Kilde: NVE Atlas)

²⁹ Solvang, Eivind; Harby, Atle; Killingtveit, Ånund. Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk.

³⁰ Berg, 2019. Bruk av driftstunnel som magasin for kraftproduksjon. Masteroppgave NTNU, 2019.

4.3.6 Økning magasinkapasitet

En annen form for U finnes i utvidelse av magasinkapasiteten. I magasin der forholdene ligger til rette, kan det vurderes å øke magasinkapasiteten i allerede etablerte magasin. Ekstra magasinkapasitet vil bidra positivt til økt regulerbarhet, samtidig som det kan ha relativt små naturinngrep avhengig av topografi og terrenget rundt magasinet. Dette kan gjøres ved å øke HRV og forhøye dammen, og kan vurderes i sammenheng med forestående fornying av dammen. Ytterligere senkning av LRV kan også vurderes. Et eksempel på dette er Illvatn pumpekraftverk (Hydro Energi) som har fått konsesjon³¹. Illvatn er allerede regulert mellom 1367-1382 moh, og i den nye konsesjonen for Illvatn pumpekraftverk er det gitt tillatelse til ytterligere senkning av magasinet til ny LRV på 1320 moh.

I forbindelse med oppgradering og fornying av dammer, bør det alltid gjøres en vurdering om magasin-grensene bør justeres. Store endringer vil kunne føre til krav om ny konsesjon, mens mindre endringer i mange tilfeller vil gi vesentlig produksjonsgevinst med små miljøkonsekvenser.

4.3.7 Flomhåndtering

Det er i mange utredninger vist at magasinering av vann er et effektivt middel mot flomskader i vassdrag, mest tydelig i NOU 1996:16, Tiltak mot flom³². Det finnes likevel få, om ingen, rene flomdempingsmagasin i norske vassdrag. I de senere år har bygging av flomkraftverk blitt sett på som tiltak mot å hindre skadeflom i nedre del av vassdrag. Noen kjente prosjekt som har vært utredet er Sarpsfossen, Opo/Odda (konsesjon avslått), Vosso, Mandalsvassdraget/Try, Øyern-Bunnefjorden m.fl. Slike kraftverk kan avlaste hovedvassdraget med at tunnelsystemet brukes som en flomtunnel i perioder med mulig skadeflom.

Økt slukeevne vil ha gunstig innvirkning på flomavledningen og kan bidra signifikant til å redusere skader. Det er også viktig å ha sikkerhet for at kraftverk vil gå i flomperioder, og for mange kraftverk er det installert tiltak for å sikre at kraftverkene går, slik som avsperring av undervann, dump-muligheter for elektrisk energi m.fl. Det er mulig å hente inn vesentlig energimengder med å redusere flomtap. Som eksempel regnes flomtapet i Sarpsfossen til å være 200 GWh årlig. Sammen med magasinering kan flomkraftverk også gi en strategisk økning av effekten i området. Rene flomkraftverk vil også kunne produsere vesentlige energimengder, men vanligvis ha dårlig lønnsomhet isolert sett. Det kommer av at kraftproduksjon i flomperioder vil skje til lave priser.

4.4 Miljødesignløsninger

4.4.1 Slipp av miljøbasert vannføring

En miljøbasert vannføring er den vannmengden som slippes for å ivareta miljøverdier og er en av de meste sentrale avbøtende tiltak i regulerte vassdrag og en sentral del av miljødesignkonseptet. I utgangspunktet er tanken om miljøbasert vannføring basert på krav til vannføring for ulike arter og brukerinteresser gjennom året. Målsettingen er å kunne utføre fleksibelt slipp av minstevannføring basert på nøkkelarters og andre brukerinteressers behov, identifiserte elvestrekninger og perioder av året med spesiell verdi. For å kunne foreslå en egnet miljøbasert vannføring, trengs en kartlegging av biologisk mangfold, nøkkelarter og brukerinteresser i vassdraget, og en vurdering av hydrologiske og habitatmessige forhold som påvirker disse. Det er også viktig å identifisere kritiske tidspunkter når vannføring må slippes for å sikre egnede forhold eller for å unngå svært uheldige forhold. Ettersom naturlige vannføringsforhold varierer mellom tørre og våte år, kan også miljøbasert vannføring varieres i henhold til dette slik at det slippes mer vann og oftere høyere vannføring i våte år sammenlignet med tørre år. En studie av tilsigstyrt vannføring i Daleelva i Høyanger viste eksempler på hvordan dette kan gjøres³³.

³¹ <https://nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak/?id=5661&type=V-1>

³² <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/NOU-1996-16/id140631/?ch=1>

³³ Alfredsen, K., et al. 2011. Development of an inflow-controlled environmental flow regime for a Norwegian river. River Research and Applications

I mange tilfeller har det liten miljømessig gevinst å slippe vann i bratte elvestrekninger, så et større vannslipp på deler av elvestrekningen vil kunne ha en større miljøgevinst enn jevnt slipp over hele den berørte strekningen. Teknisk sett kan det løses med å ta ut minstevannføringen i nedre del av tilløpstunnelen til kraftverket i en egen avgreining. Vannet kan kjøres gjennom et mini- eller småkraftverk og utnytte en del av fallet. På denne måten reduseres netto tapte kraftproduksjon. Samtidig øker sannsynligheten for å bli enige om en større vannføring på den mest følsomme strekningen i forhold til et jevnt slipp over hele.

I noen vannkraftsystemer er vann overført fra et vassdrag til et annet, og dette fører til tap av vann og begrenset tilgang til egnet habitat for organismer i vassdraget der vannet er fraført. En mulig løsning er å tilbakeføre vann til der det opprinnelig rant ved å bygge et mini- eller småkraftverk i vassdraget, med inntak i et magasin.

4.4.2 Tiltak i magasin

Bygging av pumpekraftverk og effektkraftverk med lav brukstid vil gi større og raskere korttids vannstandsendringer i magasin. anbefalt øvre grense for vannstandsending er 13 cm/time, basert på retningslinjer for vannstandsendringer i elv nedstrøms kraftverk for laks³⁵. Der det er mål om å sikre selvreproduserende fiskebestander i magasin, er tilgang til gytebekker og egnet habitat avgjørende. I en slik sammenheng er det viktigere å sikre høy nok vannstand slik at tilgang til gytebekker opprettholdes. Flere studier har vist at pumpekraft kan bidra til høyere vannstand i begge magasin³⁴, men dette må tilpasses det enkelte vassdrag. Tiltak i magasin er i liten grad tatt i bruk i Norge³⁵, men bruken av de ulike løsningene er oppsummert i HydroCen-rapporten om utvikling av miljødesign for magasin³⁶. Hvilket miljøtiltak som er mest egnet avhenger av magasintopografi, hvilke arter det skal tas hensyn til og kjøremønstre i magasin. Blant tiltakene som kan vurderes er:

- Habitatrestaurering i magasin eller bekker (f.eks. utlegging av gytesubstrat og fjerning av vandringshindre)
- Miljøbasert vannstandsregime (med spesielt hensyn til tidspunkt og amplitude av endringer)
- Lage "innsjø i magasinet" - bygging av terskel med eller uten vandringsløsning for å skape et område i magasinet som påvirkes lite av unaturlige vannstandsendringer.

For å forstå effektene av pumping av vann mellom magasin vil det være et godt tiltak å kartlegge abiotiske faktorer som temperatur og vannkjemi i magasinene, samt biodiversiteten i de involverte magasinene. Det siste har man i dag gode verktøy for å gjøre på en kostnadseffektiv måte ved bruk av miljø-DNA.

4.4.3 Fordrøyningsbasseng

Såkalte fordrøyningsbasseng er en løsning som brukes i Alpene for å begrense konsekvensene av effektkjøring fra kraftverk med utløp i elv, dvs. dempe hyppige vannføringsendringer. Det kan enten bygges som et basseng i dagen som vist på Figur 9, med økt volum i utløpstunnelen eller som en kombinasjon av begge tiltakene.

I forskningsprosjektet HydroFlex ble det utviklet en løsning for et nedstrøms magasin i fjell for å dempe de raske vannføringsendringene fra effektkjøring, kalt ACUR ("Air Cushion Underground Reservoir")³⁷. Løsningen innebærer styring med trykkluft.

³⁴ HydroBalance-prosjektet: <https://www.cedren.no/english/Projects/HydroBalance>

³⁵ Bakken, T.H., et.al. 2016. Miljøvirkninger av effektkjøring: Kunnskapsstatus og råd til forvaltning og industri. NINA Temahefte 62.

³⁶ Helland, I.P., et.al. 2019. Towards environmental design in hydropower reservoirs - Developing a handbook for mitigation measures in regulated lakes. HydroCen Report 10. Norwegian Research Centre for Hydropower Technology.

³⁷ Storli, P.T. et.al. 2019. A New Technical Concept for Water Management and Possible Uses in Future Water Systems. Water 2019, 11, 2528. <https://doi.org/10.3390/w11122528>



Figur 9: Fodrøyingsbasseng under bygging ved Innertkirchen kraftverk i Sveits. Kilde: IM Engineering³⁸

4.4.4 Fjerning eller modifisering av terskler

Terskler i elver kan være vandringshinder for fisk og bidrar til mer stilleflytende vann og økt sedimentering som kan gi mindre egnede bunnforhold for fisk og bunndyr³⁹. Modifisering eller fjerning av terskler vil blant annet kunne gi bedre vandringsmuligheter for organismer, forbedre kvaliteten på habitatet og føre til en mer variert og naturlig habitatsammensetning i vassdraget. Dersom fjerning av terskler medfører sterkt redusert vannspeil på grunn av redusert vannføring, spesielt i elvestrekninger med lav hellning, kan modifiserte terskler med vandringsløsninger (celleterskler/ramper) være en løsning. Ved å lage senkninger (dypåler) kan man konsentrere vannstrømmen og etablere et område i elva med tilstrekkelig vannhastighet til å fungere som produksjonsområder for blant annet fisk og bunndyr (elv i elv)^{39, 40}.

4.4.5 Tiltak mot gassovermetning

Gassovermetning i vann kan oppstå når gass løses i vann under høyt trykk og trykket deretter synker. Det kan skje naturlig i elver, blant annet i dype strekninger med mye turbulens og ved raske temperaturendringer. Gassovermetning er dokumentert i vassdrag nedstrøms vannkraftverk og kan skapes ved at luft løses i vannet under høyt trykk, for eksempel i tunnelsystemet nedstrøms bekkeinntak⁴¹. Dette kan føre til metningsverdier over 200 prosent, noe som er vel over verdier elvebiota kan tåle. Gassovermetning utgjør en trussel mot bunndyrsamfunn og fisk med dokumenterte effekter som gassblæresyke, hemoragi, forekomst av gassbobler på og i kroppen og kan føre til akutt dødelighet⁴². Det var stort fokus på gassovermetning fra kraftverk i Norge på 70- og 80-tallet, og rapporten fra Bekkeinntakskomiteen fra

³⁸ IM Engineering. 2015. Extension of Innertkirchen Powerplant 1.

³⁹ Sundt-Hansen, L.E., et.al. 2021. Utvidet miljødesign i demovassdrag Nea. HydroCen rapport 22. Norwegian Research Centre for Hydropower Technology

⁴⁰ Pulg, U. et.al. 2018. Tiltakshåndbok for bedre fysisk vannmiljø: God praksis ved miljøforbedrende tiltak i elver og bekker. NORCE LFI rapport 296.

⁴¹ Pulg, U. et.al. 2018. Gassovermetning i vassdrag – en kunnskapsoppsummering. Uni Research Miljø LFI rapport 312.

⁴² Bekkeinntakskomiteen. 1986. Bekkeinntak på kraftverkstunneler

1986⁴² oppsummerer en rekke tiltak for å unngå og redusere gassovermetning. I tillegg har flere tiltak blitt gjennomført i nyere tid. Tiltakene innebærer blant annet:

- Unngå bratte sjakter med lite tverrsnitt i bekkeinntak. Skråtunneler er bedre for å unngå luftinnblanding i vannstandsspranget.
- Bruke vakumluker i bekkeinntak (i bruk på to bekkeinntak på Driva kraftverk siden 80-tallet)
- Velge Pelton-turbin i stedet for Francis-turbin, ved anlegg der turbintypene vurderes likeverdige
- Bygge grunn avløpskanal eller utsette stein i elveløpet for økt friksjon og utlufting
- Bruke deflektor ved dam⁴¹ (i bruk på dam Tjurrmo i Otra)
- Bruke ultralyd for avgassing i utløpet (tema i forskningsprosjektet DeGas)

5 Konklusjon og anbefalinger

Fleksibilitet fra vannkraftverk vil spille en viktig rolle i fremtidens fornybare kraftsystem. Både integrasjon av store mengder uregulertbar kraft og økt forbruk på grunn av økt elektrifisering vil kreve fleksibilitet i produksjonen og lagring av energi både på kort og lang sikt. Tidsskalaen varierer fra sekund til år, og det norske vannkraftsystemet kan levere fleksibilitet på alle tidsskalaer som er nødvendig for stabil systemdrift. Norges ambisjoner om 30 000 MW havvind i 2040 vil bidra til å endre premissene for dagens vannkraftsystem. Vannkraftverkenes evne til å levere effekt i kortere tidsperioder vil bli enda viktigere for et fremtidig kraftsystem som i all hovedsak er avhengig av sol, vind og nedbør.

Det ligger et betydelig potensial for effektutvidelser i det norske vannkraftsystemet. På grunn av miljøkonsekvenser vil slike effektutvidelser i hovedsak komme der utløpet kan legges i fjord eller i store magasin. I forbindelse med slike effektutvidelser vil det hentes ut i størrelsesorden fem prosent energiøkning uten ekstra tiltak som økning av fallhøyde, tilføring av vann fra utenfor nedslagsfeltet eller bygging av flomkraftverk. Energigevinsten kommer i hovedsak fra redusert falltap, økt virkningsgrad på nytt anlegg og omreguleringer internt i nedslagsfeltet.

Utvidelsesprosjekt i form av økt fallhøyde og/eller tilføring av nytt vann har ingen spesiell teoretisk grense og vil variere sterkt ifra sted til sted. En begrensning for tilføring av nytt vann er at det overførte vannet kan håndteres i magasin og kraftverk. Energiøkninger fra slike tiltak vil komme i tillegg til energigevinsten fra effektutvidelser. Ved å se på effekt og energi samtidig er det mulig å oppnå betydelige synergivirkninger. Samtidig fører vannkraftverk til miljøkonsekvenser som må hensyntas. Prosjektet viste at det finnes flere tiltak basert på miljødesignkonseptet som kan gjennomføres for å begrense negative virkninger og forbedre noen eksisterende negative effekter av vannkraft i elv og magasin.

Vurdering av lønnsomheten i O/U-prosjektene har ikke vært en del av analysene i dette prosjektet. Lønnsomheten vil være helt avhengig av fremtidige priser, volatilitet og markedsutsikter, som er svært usikre faktorer. Skattebelastningen for vannkraftprodusentene er også en viktig faktor som gjør at flere samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekt ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. I tillegg til samfunnsaksept, er markedsutsikter og rammebetingelser de viktigste barrierene for realisering av flere O/U-prosjekt. Forutsigbare rammevilkår reduserer risikoen i et prosjekt som igjen øker investeringsviljen hos utbygger.

Dersom det er et mål at flere O/U-prosjekt skal realiseres i fremtiden, bør det fra myndighetenes side legges til rette for:

- Gode og forutsigbare i rammevilkår for O/U
- Fjerning skattemessige hinder for ombygging
- Prioritering av konsesjonssøknader for prosjekt med magasin kapasitet og regulerbarhet
- Grundige konsesjonsprosesser
- En videreutvikling av kraftsystemet for å unngå tap av fleksibilitet
- Innovative løsninger for miljøtiltak i vassdrag

Med et kraftmarked i stor endring er det viktig å finne alternativ som tidligere ikke har vært vurdert, og balansere de mot nye og velkjente miljøløsninger. Metodikken som er brukt for å finne nye O/U-prosjekt med miljøtiltak:

- Definer område
- Bruk ekspertgruppe til å vurdere alternativ uten begrensinger
- Arranger workshop mellom ekspertgruppe og kraftselskap
- Deretter bruk kortstokkmetoden
 - Kartlegg alle mulige kraftverksprosjekt
 - Kartlegg alle miljøprosjekt og samfunnsprosjekt
 - Inkluder nye tekniske og miljømessige løsninger i vurderingen
 - Definer målsetting/strategi og sett sammen kort
 - Rapporter

PotOUt-prosjektet har vist at det er stort potensial for effektutvidelser i allerede utbygde vassdrag. Med miljødesign vil slike prosjekt kunne realiseres med akseptable miljøkonsekvenser og i noen tilfeller forbedrede miljøforhold i forhold til dagens tilstand.

Vedlegg 1 – Oversikt over gjennomførte O/U-prosjekt

Tabell V1-1: O/U-prosjekter i kategori 1 (O/U av kraftstasjon og vannvei, med utgangspunkt i eksisterende overføringer og reguleringer).

O/U-prosjekt	Kraftselskap	År for O/U	Opprinnelig produksjon (GWh)	Ny produksjon (GWh)	Økning (GWh)	Prosentvis økning	Opprinnelig effekt (MW)	Ny effekt (MW)	Økning (MW)	Prosentvis økning
Nedre Vinstra	Hafslund Eco	1990	972	1197	225	23 %	200	300	100	50 %
Nedre Røssåga	Statkraft	2016	1853	2053	200	11 %	250	350	100	40 %
Lysebotn 2	Lyse	2018	1320	1500	180	14 %	210	370	160	76 %
Skjerka (ny stasjon)	Agder	1997	492	622	130	26 %	81	100	19	23 %
Blåfalli Vik	Sunnhordland kraftlag	2007	585	710	125	21 %	-	235	-	-
Embretsfoss	Glitre	2013	215	335	120	56 %	-	71	-	-
Øvre Røssåga	Statkraft	2020	890	940	50	6 %	160	175	15	9 %
Leirfossene	Statkraft	2009	150	193	43	29 %	27	45	18	67 %
Funna	NTE	2007	60	73	13	22 %	9	20	12	135 %
Sum			6537		1086	17 %	937		424	45 %

Tabell V1-2: O/U-prosjekter i kategori 2 (O/U av kraftstasjon, vannvei, med nye overføringer eller reguleringer)

O/U-prosjekt	Kraftselskap	År for O/U	Opprinnelig produksjon (GWh)	Ny produksjon (GWh)	Økning (GWh)	Prosentvis økning	Opprinnelig effekt (MW)	Ny effekt (MW)	Økning (MW)	Prosentvis økning
Tyin/ Holsbru	Hydro	2004/2012	1180	1662	482	41 %	192	423	231	120 %
Meråker og Tevla	NTE	1994	150	512	362	241 %	-	137	-	-
Brokke Nord og Sør	Otra Kraft	2003	1565	1740	175	11 %	200	330	130	65 %
Skjerka (overføring og økt installert effekt)	Agder	2020	665	791	126	19 %	100	200	100	100 %
Breidals-overføringen	Hafslund Eco	2005	650	775	125	19 %	-	-	-	-
Flørli	Lyse	1999	192	252	60	31 %	30	80	50	167 %
Skjerka (høyere demning)	Agder	2014	622	665	43	7 %	-	-	-	-
Follafoss	NTE	2005	140	180	40	29 %	26	48	22	85 %
Sum			5164		1413	27 %	548		533	97 %

www.hydrocen.no



Forskningssenteret HydroCen (Norwegian Research Centre for Hydropower Technology) skal bidra til å styrke Norges posisjon som en ledende vannkraftnasjon og sikre at norsk vannkraftsektor kan utnytte mulighetene i fremtidens fornybare energisystem.

NTNU er vertsinstusjon og hovedforskningspartner i HydroCen sammen med SINTEF Energi og Norsk institutt for naturforskning (NINA).

HydroCen har rundt 50 nasjonale og internasjonale partnere fra forskning, industri og forvaltning. Norsk Vannkraftsenter (NVKS) samler sin aktivitet i HydroCen i perioden 2017-2024.

HydroCen er et av sentrene i Forskningsrådets ordning med forskningssentre for miljøvennlig energi (FME). HydroCen har et budsjett på nærmere 400 millioner kroner fordelt på åtte år.

ISSN: 2535-5392

ISBN: 978-82-93602-36-1



HydroCen
v/ Vannkraftlaboratoriet, NTNU
Alfred Getz vei 4,
Gløshaugen, Trondheim

www.hydrocen.no

 HydroCen

 @FMEHydroCen